

Rödl & Partner



Herausforderungen meistern



Erneuerbare Energien auf dem
Weg in eine erfolgreiche Zukunft

Technologie, Branche und globale Märkte

Herausforderungen meistern

„Wir begreifen neue Herausforderungen als eine große Chance, besser zu werden. Lebenslanges Lernen ist ein wichtiger Teil unseres Leistungskonzepts.“

Rödl & Partner

„Nur wer sich auf Neues einlässt, kann sich weiterentwickeln. Deswegen nehmen wir Herausforderungen an, wo immer sie sich uns auch stellen.“

Castellers de Barcelona



E|nEws

Der Newsletter E|nEws informiert Sie über aktuelle, weltweite Entwicklungen im Bereich der Erneuerbaren Energien.

Erscheinungsweise: 4-mal im Jahr

[E|nEws kostenlos abonnieren »](#)

Weitere Beiträge zur Thematik der Erneuerbare Energien sowie zu vielen weiteren spannenden Themen finden Sie auf unserem Themenportal.

[Rödl & Partner Themenportal »](#)

Einladung



6. Branchentreffen Erneuerbare Enerigen

vermerken Sie sich schon heute den Termin für unser nächstes Branchentreffen 2016.

Wir freuen uns auf Sie!

15. November 2016

Inhalt

I	Editorial	6
II	Executive Summary	7
III	Interview mit Anton Berger	9
IV	Erneuerbare Energien aktuell	11
1	Photovoltaik – sonnige Aussichten	12
2	Tiefengeothermie weltweit – von Bayern bis zum Ring of Fire	15
3	Windmarkt im Aufschwung	20
4	Mit regenerativer Wärme den schlafenden Riesen wecken	25
5	Biogas in Europa – Ende oder Anfang?	29
6	Wasserkraft – der Klassiker unter den Erneuerbaren	32
7	EEG 2014 – Ausschreibungsverfahren für Photovoltaik	35
8	Strukturierte Ausschreibung der Direktvermarktung	39
9	Fördermittelsysteme und aktuelle Änderungen	42
V	Erneuerbare Energien international	47
1	Die französische Energiewende ist in Gang!	48
2	Entwurf der neuen Förderregeln für EE-Anlagen in Italien	51
3	Erneuerbare Energien in Spanien	55
4	Polen: Netzanschluss von EE-Anlagen im neuen rechtlichen Umfeld	58
5	Förderung von EE-Bestandsanlagen in der Tschechischen Republik	60
6	Erneuerbare Energien in der Slowakischen Republik	64
7	Einführung von Zweirichtungszählern für Kleinsolaranlagen in Litauen	69

Inhalt

VI	Erneuerbare Energien im Fokus	73
1	Erneuerbare Energien in Indien: Ein Zukunftsmarkt mit Potenzial	74
2	Südafrika: „Load Shedding“ – perfekter Absatzmarkt für PV- und Speichersysteme	78
3	Rahmenbedingungen für Auslandsinvestitionen im Energiesektor in China	81
4	Anreizmechanisme für EE-Projekte in Mexiko	84
5	Thailand als Wachstumsmarkt für Erneuerbare Energien	88
6	Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten in Finnland	95
7	Singapur als regionales Erneuerbaren-Energie-Technologiezentrum	98
VII	Quellenverzeichnis	101
VIII	Abkürzungsverzeichnis	103
IX	Rödl & Partner – Kontakte weltweit	106
X	Über Rödl & Partner	107
XI	Impressum	108



Editorial

Die Technologien der Erneuerbaren Energien entwickeln sich stetig weiter und sind mittlerweile nicht nur Konkurrenz, sondern vielerorts bereits erste Wahl beim Ausbau des Erzeugungssportfolios auf den diversen Energiemärkten. Die Zahlen der IEA (International Energy Agency) zeigen ein enormes Wachstum der Märkte für die nächsten Dekaden. So wird bis zum Jahr 2020 ein durchschnittliches jährliches Investmentvolumen in Höhe von 230 Milliarden US-Dollar erwartet. Knapp 1,3 Billionen US-Dollar sollen weltweit zwischen 2014 und 2035 alleine in Photovoltaik investiert werden.

Auch die Zahlen aus dem letzten Jahr belegen die Attraktivität der Erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung. 2014 wurden ca. 130 Gigawatt an Erneuerbaren Energien installiert – bisheriger Rekordwert. Dabei ist besonders beachtenswert, dass dies mehr als 45 Prozent der gesamten 2014 installierten Kraftwerksleistung entspricht. Der größte Anteil – ca. ein Drittel – der neu installierten Leistung fällt auf die Onshore-Windkraft zurück, dicht gefolgt von der Photovoltaik. In Bezug auf die Offshore-Windkraft wird bis 2020 weltweit eine Verdreifachung der installierten Leistung erwartet.

Den großen Erfolg und die vielversprechenden Prognosen verdanken die Erneuerbaren Energien u.a. stetig sinkenden Stromgestehungskosten. Zwischen 2010 und 2015 sind die Stromgestehungskosten der Onshore-Windkraft laut IEA um 30 Prozent gesunken, die der Photovoltaik-Großanlagen (utility-scale) sogar um zwei Drittel. Für die kommenden Jahre wird hier ein weiterer Rückgang erwartet – wenn auch nicht in diesem Ausmaß. Jeder Markt hat jedoch seine eigenen regulatorischen Herausforderungen. Je nach

Energiepolitik des Landes als Pulsgeber wird mittlerweile auf eine Vielzahl an Förderungsmöglichkeiten oder regulatorischen Bedingungen gesetzt, woraus unterschiedliche Entwicklungsgeschwindigkeiten resultieren. Ausschreibungen wollen gewonnen, Vertriebsmodelle konzipiert und die Finanzierung erfolgreich umgesetzt werden. Maßgeschneiderte Lösungen sind erforderlich.

Die Potenziale der Märkte – vor allem in den Schwellenländern – sind unbestritten und können bei einem professionellen Markteintritt genutzt werden. Gleich ob man als Projektentwickler, Finanzierungsunternehmen, EPC, IPP oder als Lieferant agiert, die Internationalisierung der Erneuerbare-Energien-Branche schreitet voran, und wer Schritt hält, wird erheblich an den Wachstumsraten partizipieren.

Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre unseres E-Books.

Martin Wambach

Anton Berger



Executive Summary

Das erste Kapitel wirft einen Blick auf die aktuelle Situation der Erneuerbare-Energien-Technologien. Allgemein kann eine kontinuierliche Zunahme Erneuerbarer Energien an der gesamten Energieerzeugung, sowohl national als auch international festgestellt werden. Die Photovoltaik wird unter anderem durch den Rückgang der Stromgestehungskosten in den kommenden Jahren weiter wachsen. Dabei spielen neue Geschäftsmodelle eine große Rolle, die den PV-Eigenverbrauch in Deutschland trotz EEG 2014 weiterhin lukrativ machen. Eine weitere Entwicklung findet im Bereich der Speichertechnologien statt, welche die volatile Erzeugung ausgleichen sollen. Hier ist ein enormes Wachstumspotenzial in den nächsten Jahren zu erwarten. Die Energieerzeugung durch Geothermie bietet ebenfalls ein großes Potenzial zur Gewinnung von Strom und Wärme. Bisher stand diese Technologie im Schatten anderer Erneuerbarer Energien. Doch wird sie in den nächsten Dekaden durch neue Verfahren und Investitionskostenförderungen, die die Einstiegshürden minimieren, einen entscheidenden

Beitrag als grundlastfähige Stromerzeugungstechnologie leisten. Als eine bereits etablierte erneuerbare Technologie konnte die Windenergie im Jahr 2014 Rekorde im Bereich der weltweit neu installierten Leistung verzeichnen. Allein in Deutschland betrug der Brutto-Zubau 4,75 GW. Windenergie wird damit auch in Zukunft einer der Grundpfeiler der Energiewende sein. Auch der Wärmesektor, Biogas und Wasserkraft bieten Chancen und Potenziale die zukünftig genutzt werden können.

Die weitere Entwicklung wird jedoch auch von der politischen Ebene maßgeblich beeinflusst. Infolge des EEG 2014 hat sich das Fördersystem für Erneuerbare Energien in Deutschland grundlegend verändert. In Zukunft wird die Höhe der Förderung mittels Ausschreibungen festgelegt. In diesem Zuge wurde auch die Direktvermarktung eingeführt und bietet zusätzliche Erlöschancen gegenüber der EEG-Einspeisevergütung. Außerdem steht für die Realisierung von Erneuerbare-Energien-Projekten eine ganze Bandbreite von Fördermittelsystemen auf Landes-, Bundes- und internationaler Ebene zur Verfügung.

Im zweiten Kapitel werden aktuelle Entwicklungen in verschiedenen Europäischen Ländern vorgestellt. So hat sich auch in Frankreich die Energiewende als ein zentrales Thema etabliert. Mit einem Gesetzent-

wurf, der insbesondere die Erhöhung des Anteils an Erneuerbaren Energien bis 2030 auf mindestens 32 Prozent vorsieht, soll der Ausbau weiter vorangetrieben werden. Auch in Italien wurde eine neue Verordnung für die Förderung aller EE-Anlagen, ausgenommen Photovoltaik, erlassen. Weiterhin setzt der italienische Markt neue Impulse für Speichertechnologien und den Eigenverbrauch. Auf der anderen Seite hat Spanien viele Förderprogramme gekürzt, wodurch es zu einem Investitionsstopp kam. Durch ein kürzlich verabschiedetes Gesetz in Polen konnten Hindernisse beim Netzanschluss Erneuerbarer Energien überwunden werden. In Tschechien findet seit dem 1. Januar 2014 nur noch in Ausnahmefällen eine Förderung der Erneuerbaren Energien statt. Dennoch erwartet Tschechien, seinen Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Höhe von 13 Prozent bis zum Jahr 2020 vorzeitig zu erreichen. In der Slowakischen Republik herrscht derzeit eine gewisse Unsicherheit bezüglich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Als Gründe sind Netzanschlussprobleme und eine eingeführte G-Komponente (Anschlussgebühr) zu nennen. Durch eine Änderung der Gesetzesregelung in Litauen wurde Kleinsolaranlagenbetreibern das sogenannte Net-Metering mithilfe von Zweirichtungszählern ermöglicht. Dadurch sollen neue Investitionen im Bereich des Eigenverbrauchs durch PV-Anlagen angeregt werden.

Im letzten Kapitel werden Wachstumsmärkte für Erneuerbare Energien mit großem Potenzial vorgestellt. Indien ist aufgrund seiner vorhandenen Potenziale, der Größe des Marktes und des rasant steigenden Strombedarfs sehr attraktiv für Investoren. So hat die Unionsregierung eine Zielvorgabe von 100 GW installierter PV-Leistung bis 2022 festgesetzt (Stand 2013: 3,7 GW) und diverse Förderprogramme initiiert. Aufgrund

des enormen Strommangels werden Photovoltaik- und Speichersysteme immer interessanter für Verbraucher in Südafrika, um sich vom sogenannten „load shedding, den regelmäßigen Abschaltungen des Stroms, unabhängig zu machen. Aufgrund seines guten Investitionsklimas und des wirtschaftlichen Vorsprungs vor anderen afrikanischen Wachstumsmärkten ist Südafrika immer noch das bevorzugte Einstiegsland auf dem Kontinent und ein ideales Sprungbrett für die Erschließung weiterer afrikanischer Märkte. Der wachsende Energieverbrauch zwingt China und Thailand, die Energieversorgung grundlegend zu verändern. Deswegen setzen sie vor allem auf neue innovative Technologien und Fördermaßnahmen. Insbesondere in China spielt hierbei auch der Umweltschutz eine wesentliche Rolle, weshalb von einem kontinuierlich steigenden EE-Ausbau auszugehen ist. Mexiko hat sich verpflichtet, bis zum Jahr 2024 35 Prozent seines Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu erzeugen, bis 2050 sogar 50 Prozent (aktuell ca. 25 Prozent). Um dieses Ziel zu erreichen, wurden unterschiedliche Förderprogramme und Anreizmechanismen geschaffen, die den Ausbau beschleunigen sollen. Finnland, als innovationsgetriebenes Land, bietet einen besonders interessanten Markt für ausländische Investoren, die sich an der Weiterentwicklung der erneuerbaren Energiequellen beteiligen möchten. Insbesondere die Rahmenbedingungen unter Finanzierungsgesichtspunkten sind als sehr positiv zu bewerten. Auch Singapur hat sich trotz erschwelter Bedingungen der Aufgabe angenommen, die Erneuerbaren Energien nachhaltig zu fördern und auszubauen. Dabei bietet Singapur – trotz des verhältnismäßig kleinen Absatzmarktes vor Ort – aufgrund seiner geopolitischen Lage, der wirtschaftsliberalen Unternehmenspolitik und der hervorragend ausgebildeten Arbeitskräfte günstige und verlässliche Geschäftsbedingungen für (ausländische) Investoren.



||| Interview mit Anton Berger

Anton Berger, Leiter des Geschäftsbereichs Energie, steht als Experte für Erneuerbare Energien bei aktuellen Fragen rund um das Thema zur Verfügung.

Wie beurteilen Sie die aktuellen Entwicklungen und Potenziale der Erneuerbaren Energien?

Die Potenziale der Erneuerbaren Energien sind noch lange nicht ausgeschöpft. Die Internationale Energieagentur (IEA) geht bis 2040 von einem um 79 Prozent steigenden Energiebedarf aus. Es wird erwartet, dass fast die Hälfte des Mehrbedarfs durch Erneuerbare Energien gedeckt wird. Bei nahezu jeder Erzeugungstechnik sind noch technische Entwicklungen zu erwarten, die es erlauben, das vorhandene Potenzial noch weiter auszuschöpfen. Weltweit zieht vor allem die Windenergie mit einem rasanten Ausbautempo voran. So wurde 2014 sowohl in Deutschland als auch weltweit ein neuer Rekordwert für die Zubauzahlen erreicht. Die Photovoltaik findet immer häufiger Anwendung in sonnenreichen Ländern abseits der westlichen Welt. So natürlich im zahlenmäßigen EE-Vorreiterland China, aber auch in Südamerika und teilweise bereits in Afrika.

Insbesondere das aktuelle Beispiel China zeigt, dass die Aspekte Umweltverschmutzung und weiter steigender Energiebedarf zwangsläufig zu dem Ergebnis führen, die Erneuerbaren Energien in das Erzeugungsportfolio zu integrieren.

Wie schätzen Sie die Förderungssituation der Erneuerbare Energien national und international ein?

Die Förderung von EE-Vorhaben ist nicht nur in Deutschland, sondern weltweit auf dem Rückzug. Man hat den Technologien anfangs dazu verholfen, sich so zu entwickeln, dass sich die berühmte „Grid Parity“ einstellen kann. Letztendlich ist es somit nicht mehr die Frage, ob, sondern wie schnell in einem Land durch Energiepolitik ein Energiewendeprozess verfolgt wird. Während manche Länder nach der vorherigen „Überförderung“ (bspw. Italien und Spanien) die Förderung inzwischen nahezu eingestellt haben, kann man in anderen Ländern die Umstellung hin zum kostenorientierten Ausschreibungsmodell beobachten (bspw. Deutschland).

Zukünftig wird das Thema Förderung mehr von dem Gedanken geprägt sein, wie man mit geringem Mitteleinsatz möglichst viele Projekte umsetzen kann. Wichtiger als eine monetäre Förderung wird in Zukunft daher die Ausarbeitung geeigneter regulatorischer Rahmenbedingungen im jeweiligen Land und Marktumfeld sein, um den Ausbau der Erneuerbaren Energien weiter zu forcieren.

Welche EE-Technologien sind am schnellsten wettbewerbsfähig und profitabel?

Die einzelnen Technologien sind stark geprägt von der konkreten Situation im jeweiligen Land und Energiemarkt. Hier stellt sich wiederum die Frage nach den speziellen Rahmenbedingungen. So ist z. B. entscheidend, wie hoch die Gestehungskosten der konventionellen Energien im jeweiligen Markt sind, da deren Verdrängung maßgeblich die Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbaren definiert. Aber auch die Öffnung der Märkte für IPP (Independent Power Producer), die Verfügbarkeit von Finanzierungen sowie die verlässliche Bearbeitung von Projekten durch die Genehmigungsbehörden sind von zentraler Bedeutung. Als sogenannte Insellösungen (netzferne Systeme) werden sich sicherlich Photovoltaikanlagen in Kombination mit Dieselaggregaten (PV-Diesel-Hybrid) und langfristig auch mit integrierten Speichersystemen durchsetzen, da sie netzunabhängig sind und mit relativ geringen Wartungskosten auftrumpfen können.

Auch die Tiefengeothermie, die wir gerne als „hidden champion“ bezeichnen, besitzt großes Entwicklungspotenzial und

kann bei erfolgreicher Projektumsetzung aufgrund niedriger OPEX als grundlastfähige Stromerzeugung einen wesentlichen Beitrag zu einer wachsenden Energieversorgung durch Erneuerbare Energien leisten. Daneben bietet natürlich nach wie vor die Windkraft aufgrund relativ niedriger Erzeugungskosten weltweit beste Chancen und ein hohes Ausbaupotenzial.

Was kann Rödl & Partner für die Beteiligten in diesen Branchen tun?

Rödl & Partner kann aufgrund seines breiten Know-hows und der langjährigen Beratungspraxis in verschiedensten Märkten die jeweiligen Akteure bei der erfolgreichen Umsetzung ihrer Projekte unterstützen. Dies beinhaltet sowohl den Prozess der Entscheidungsfindung als auch die partnerschaftliche Begleitung bei der Umsetzung. Dabei ist es wichtig, die komplexen Themengebiete der wirtschaftlichen, steuerlichen und rechtlichen Sachverhalte aufeinander abzustimmen, um so fundierte Grundlagen für weitreichende Entscheidungen zu schaffen. Rödl & Partner kann das aus einer Hand liefern und so die erfolgreiche Umsetzung der Projekte vorantreiben. EE-Unternehmen, die nicht nur in Deutschland Chancen sehen, bietet die starke internationale Präsenz der Kanzlei die Möglichkeit, den Markteintritt in neuen Ländern erfolgreich zu gestalten.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland
Anton Berger

Telefon: +49 (911) 91 93 36 01
E-Mail: anton.berger@roedl.com



IV Erneuerbare Energien aktuell

Erneuerbare Energien bleiben weiterhin auf der „Überholspur“.

Der Beitrag der Erneuerbaren Energien für die gesamte Energieerzeugung nimmt kontinuierlich zu. Sowohl national als auch international ist diese Entwicklung unumkehrbar. Im Dickicht zahlreicher Förderanträge, -bedingungen und gesetzlicher Regularien verliert sich jedoch schnell der Überblick, sodass nutzbare Potenziale und Chancen oftmals unentdeckt bleiben.

Auf www.roedl.de finden Sie weitere Informationen zum
» Themenspecial *Erneuerbare Energien aktuell*

1 Photovoltaik – sonnige Aussichten

von Kai Imolauer

Bereits 2015 wird, nicht zuletzt wegen eines erheblichen Rückgangs der Stromgestehungskosten während der letzten Jahre, in weiten Teilen der Welt das Erreichen der Netzparität (sogar zum Großhandelspreis) erwartet. Die weltweit installierte Leistung an PV-Anlagen hat sich von 2007 bis 2013 von 9,2 GW_p auf 138,9 GW_p erhöht. Bis 2018 rechnet die European Photovoltaic Industry Association (EPIA) mit einem installierten PV-Mindestvolumen von 321,4 GW_p. Somit: sonnige Aussichten.

Marktüberblick

In Deutschland, dem bis dato größten Photovoltaik-Markt im europäischen Raum, beträgt die insgesamt installierte Leistung laut Bundesnetzagentur (BNetzA) 38,359 GW_p (Stand 31. Januar 2015). Aus dem im Juni 2014 erschienenen „Global Market Outlook for Photovoltaics“ der EPIA geht hervor, dass bei weltweiter Betrachtung der Neuinstalla-

tionen im Jahr 2013 alle Regionen außer Europa einen leichten (Naher Osten und Afrika) bis starken Anstieg (China, Asien-Pazifik-Raum) zu verzeichnen haben. Wichtige Wachstumsmärkte im Jahr 2014 lassen sich der unten stehenden Tabelle entnehmen, wobei Indien großes Potenzial hat, obgleich es 2014 hinter den Erwartungen zurückgeblieben ist.

Land	Neuinstallation 2014 in GW _p ¹
USA	6,4
Großbritannien	2,2
Japan	7
China	10,6
Indien	0,8
Italien	1,38
Frankreich	0,672 [Q1 – Q3]

Tabelle 1: Wichtige Wachstumsmärkte 2014

Besonders attraktiv in Bezug auf die Kombination aus Investitionsattraktivität und solarem Potenzial sind natürlich die sich im „sun belt“ befindenden Länder. Insbesondere Süd-China, Singapur, Malaysia, Thailand und Indien sowie Mexico, Brasilien, Argentinien und die Türkei heben sich hier ab.

PV-Eigenverbrauch – Geschäftsmodelle in Deutschland und international?

Große Freiflächenanlagen können in Deutschland nur noch im Ausschreibungsmodell Einspeisevergütungen erhalten, weshalb sich der Markt mittlerweile auf kleine Dachanlagen fokussiert. Dabei sind Eigenverbrauchsmodelle in Deutschland trotz Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 (EEG) mit der implementierten EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom weiterhin lukrativ.

Kurz zusammengefasst:

- › Bei Anlagen $\leq 10 \text{ kW}_p$ fällt bei Eigenversorgung ohne (anteilige) Stromlieferung keine EEG-Umlage an.
- › Anlagen $> 10 \text{ kW}_p$ werden bei Inbetriebnahme ab dem 1. August 2014 mit einer Belastung von 30 Prozent der gültigen EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Teil belastet (ansteigend auf 35 Prozent ab 1. Januar 2016 und 40 Prozent ab 1. Januar 2017).
- › Bei Anlagen $> 10 \text{ kW}_p$ kann § 38 EEG („Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“) in Anspruch genommen werden, wobei eine Einspeisevergütung für 80 Prozent der Erlösobergrenze gewährt wird.
- › Eine Ausnahme von der Eigenverbrauch-EEG-Umlage tritt nach § 61 Abs. 2 Satz 3 EEG bei Inselsystemen oder vollständiger EE-Versorgung eines Objekts ein.

Im Folgenden stellen wir Ihnen drei vielversprechende Vertriebsmodelle kurz vor:

- › In Variante A, dem Pachtmodell, wird ein meist 20-jähriger Pachtvertrag mit einer festen monatlichen Rate abgeschlossen. Bei dieser Variante fallen weder Netzentgelte noch eine Stromsteuer und nur eine verringerte EEG-Umlage an.
- › Die Variante B, eine direkte PV-Strom-Lieferung, hat den Vorteil, die langfristige Vertragsbindung zu umgehen. Hier wird ein Solarstromliefervertrag mit dem Betreiber (= Stromlieferant) abgeschlossen. In diesem Szenario fallen ebenfalls weder Netzentgelte noch Stromsteuer an, allerdings ist die volle EEG-Umlage zu zahlen.
- › In Variante C, dem „EPC-Modell“, investiert der Kunde direkt in eine Gewerbeanlage als Co-Investor. Es fallen keine Netzentgelte, keine Stromsteuer und eine verringerte EEG-Umlage an.

In jedem der drei Szenarien wird der überschüssige Strom in das Stromnetz eingespeist. Die Grundmodelle lassen sich auch sehr gut ins Ausland übertragen. National wie international beeinflussen regulatorische Rahmenbedingungen, Finanzierung, Stromgestehungskosten und das Strompreisniveau die Rentabilität maßgeblich. Der Eigenverbrauch oder darauf aufbauende Geschäftsmodelle sind in vielen Ländern schon heute attraktiv – als Beispiele lassen sich Brasilien, Italien, Mexico und Chile anführen.

Speicher – das fehlende Puzzlestück



Die Intersolar 2015 zeigte vor allen Dingen eines: Die Aufmerksamkeit und somit auch das Kapital, welches in den Bereich der stationären Speichersysteme fließt, ist außerordentlich. Wenn solch namhafte Hersteller wie Daimler, BYD, Tesla, Panasonic und Samsung sich diesem Bereich widmen, spricht dies klar dafür, dass das Marktvolumen hier erheblich wachsen wird. Laut BSW realisierte der Speichermarkt eine Kostenreduktion von 26 Prozent von 2014 bis 2015. Selbst wenn man nur moderate 10 Prozent für die Folgejahre ansetzt und natürlich die etwas schleierhaften Daten zu Verfügbarkeit, Ladezyklen, Garantien etc. gewissen Standards weichen, ist davon auszugehen, dass im Hochpreismarktsegment der Haushaltskunden und dann im Gewerbe erhebliche Zuwachsraten in den nächsten 5 Jahren möglich sind. Die Integration der Speicher in Vertriebsmodelle mit PV und ggf. Wärmepumpen dürfte den Markt in nächster Zeit beschäftigen. Ins sonnigere Ausland übertragen, sind diese Modelle aufgrund niedrigerer Stromgestehungskosten einerseits früher zu realisieren. Andererseits ist der regulatorische Rahmen zu beachten und – wie die prominenten Beispiele aus Italien und Spanien zeigen – man auch dort nicht vor nachträglichen Änderungen gefeit ist, sollte der Absatz der Energiepolitik zu groß werden. Das Marktpotenzial schätzen wir somit als exzellent ein und für alle Marktteilnehmer wird die Technologie erheblich an Bedeutung gewinnen.

Ausblick

Nach einer im Auftrag der Agora Energiewende durchgeführten Studie des Fraunhofer Instituts stellen Photovoltaik-Anlagen bereits heute eine kostengünstige Erneuerbare-Energien-Quelle dar, die sich in Zukunft in vielen Regionen der Erde sogar zur preiswertesten zur Verfügung stehenden Energiequelle entwickeln wird. Um das Ziel zu erreichen, ist die Schaffung eines günstigen finanziellen und regulatorischen Umfelds unabdingbar, obgleich wohl mittelfristig zu erwarten ist, dass die oben skizzierten Geschäftsmodelle im Vertrieb weiterhin greifen und auch in anderen Ländern umgesetzt werden können.

Ebenfalls lohnt es sich, als Investor einen Blick auf den PV-Zweitmarkt zu werfen, denn PV-Anlagen werden als langfristige, stabile Investition mit geringem Verlustrisiko betrachtet. Vorteile des Sekundärmarktes sind das Umgehen des bürokratischen Aufwands und die Kenntnis über die tatsächlichen Ertragszahlen der Anlage. Bei den erschwerten Bedingungen auf dem deutschen Markt bieten die prosperierenden PV-Märkte in Asien, Afrika und Lateinamerika eine gute Gelegenheit für deutsche Investoren, sich in diesen Märkten zu etablieren und neue Investitionsmöglichkeiten zu erschließen.

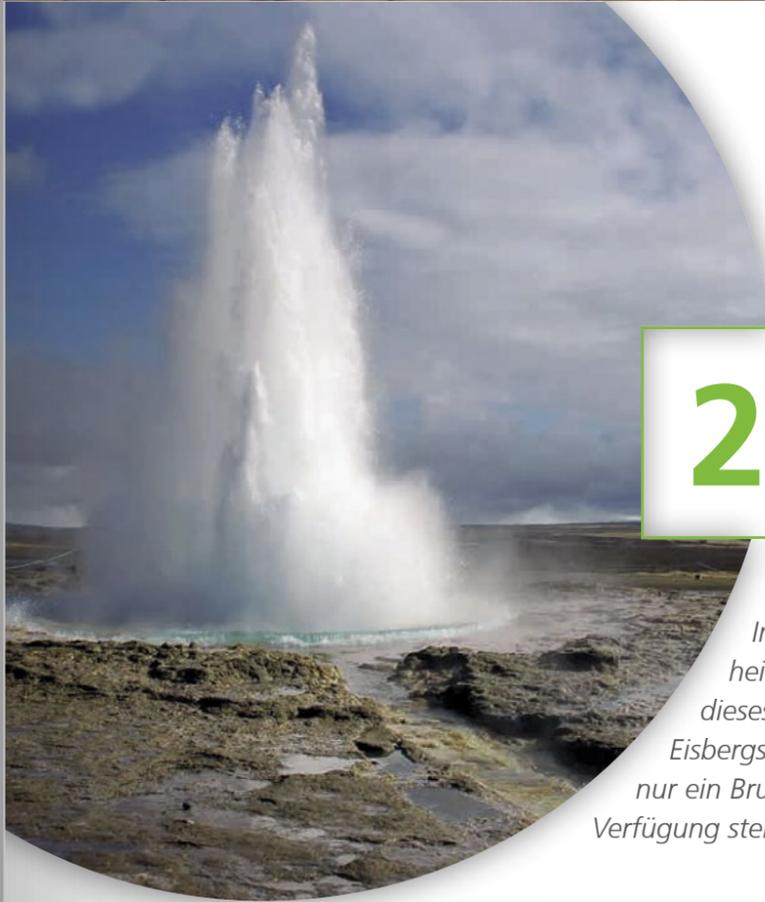
Die Speichertechnologien sind das fehlende Puzzleteil, um die PV wieder weiter nach vorne zu bringen, da sie den Hauptnachteil der extremen Volatilität aufheben. Es ist mit deutlichem Wachstum im Markt zu rechnen.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland
Kai Imolauer

Telefon: +49 (911) 91 93 36 06
E-Mail: kai.imolauer@roedl.com



2 Tiefengeothermie weltweit – von Bayern bis zum Ring of Fire

von Benjamin Richter und Katharina Fritsch

Imposant ist es ja, wenn ein Geysir auf Island heißes Wasser in die Höhe schießen lässt. Doch dieses Schauspiel ist wie die berühmte Spitze des Eisbergs: Die zur Schau gestellte Wärmeenergie ist nur ein Bruchteil dessen, was unterirdisch tatsächlich zur Verfügung steht.

Das Potenzial der Tiefengeothermie, also die Gewinnung von Strom und/oder Wärme auf Basis der in großer Tiefe gespeicherten Wärmeenergie, ist enorm. Die International Energy Agency (IEA) geht davon aus², dass die Tiefengeothermie bis 2050 3,5 Prozent des weltweiten elektrischen Energiebedarfs decken und dabei bis zu 800 Megatonnen CO₂ einsparen kann, was in etwa dem CO₂-Ausstoß Deutschlands im Jahr 2011 entspricht.³ Zusätzlich kann sie in diesem Szenario bis zu 3,9 Prozent des prognostizierten zukünftigen Wärmebedarfs decken. Die technischen Potenziale sind jedoch um ein Vielfaches größer. Die Möglichkeit, Wärme und/oder Strom zu erzeugen, wobei die Energiequelle sogar grundlastfähig und damit steuerbar ist, ist ein Alleinstellungsmerkmal der Tiefengeothermie.

Geothermische Energie existiert weltweit in der Tiefe und ist dort entweder in heißem, porösem Gestein (petrothermale Geothermie) oder in hydrothermalen Aquiferen (hydrothermale Geothermie) gespeichert. Es gibt diverse Techniken, um die im Gestein gespeicherte thermische Energie zu erschließen. Bis auf das sogenannte Enhanced Geothermal System (EGS) befinden sich jedoch alle Verfahren noch in der Konzeptionsphase. Das EGS-Verfahren basiert auf der künstlichen Schaffung von Wärmespeichern durch hydraulische Stimulation oder Säurestimulation. Über Bohrungen wird dann Wasser im künstlichen Rissystem verpresst, wo es sich aufgrund des umliegenden heißen Gesteins erwärmt und über eine oder mehrere Bohrungen wieder zutage gefördert wird.

Die IEA geht davon aus, dass die EGS-Technologie zukünftig eine größere Rolle in der Branche spielen wird, um das volle Potenzial der Erdwärmenutzung auszuschöpfen, denn diese Energiequelle steht unabhängig von natürlichen unterirdischen Wasserspeichern rund um den Globus zur Verfügung.



Derzeit befindet sich die Technologie jedoch noch in der Demonstrationsphase und es werden entsprechende Forschungsprojekte, beispielsweise jenes in Soultz-sous-Forêts, Frankreich, realisiert.

Als „Proven Technology“ gilt dagegen die bohrtechnische Erschließung von hydrothermalen Aquiferen, also natürlich vorkommenden unterirdischen wasserführenden Schichten. Diese nehmen die Erdwärme aus dem Gestein auf, wobei das Medium Wasser zugleich dazu geeignet ist, die gespeicherte Wärme über Bohrungen an die Oberfläche zu fördern. Das geschieht in Abhängigkeit der physikalischen Bedingungen im Untergrund entweder in Form von Wasser oder Wasser-Dampf-Gemischen, wobei weltweit derzeit hauptsächlich aufgrund des höheren Energiegehalts (Enthalpie) bestehende Dampflagerstätten zur großtechnischen Stromerzeugung genutzt werden.

In Deutschland konzentrierten sich die Projektentwicklungstätigkeiten bisher schwerpunktmäßig auf die Erschließung wasserführender Aquifere im sogenannten „Süddeutschen Molassebecken“, einem regionalen Sedimentbereich im nördlichen Alpenvorland. Über 100 Erlaubnisfelder (Konzessionsgebiete für die Exploration bestehender Ressourcen) stehen hier für die Projektentwicklung bereit, wobei derzeit erst ca. 20 Prozent entwickelt wurden. Sie stellen in Summe etwa 90 Prozent der thermischen Leistung und mehr als 55 Prozent⁴ der elektrischen Leistung aus Tiefengeothermie in Deutschland zur Verfügung. Rödl & Partner berät hier einige Projekte bzw. Akteure am Markt, beispielsweise die Gemeinde Kirchweidach oder die Geothermie Unterhaching GmbH & Co. KG. Bei Letzterem handelt es sich um das erste Vorhaben, das eine parallele Strom- und Wärmeerzeugung ermöglichte. Das Investitionsvolumen bis 2009 beläuft sich auf ca. 90 Mio. Euro. Die Stromerzeugungsanlage hat eine elektrische Leistung von 3,36 MWth; das bis heute im Ausbau befindliche Fernwärmenetz kann bereits eine Anschlussleistung von 57 MW vorweisen und versorgt ca. 50 Prozent der gesamten 22.000 Einwohner zählenden Gemeinde Unterhaching mit Wärme.⁵

In jüngster Vergangenheit gewinnen aber auch – ganz nach den Visionen der IEA – EGS-Projekte an Bedeutung, insbesondere im Norddeutschen Becken.

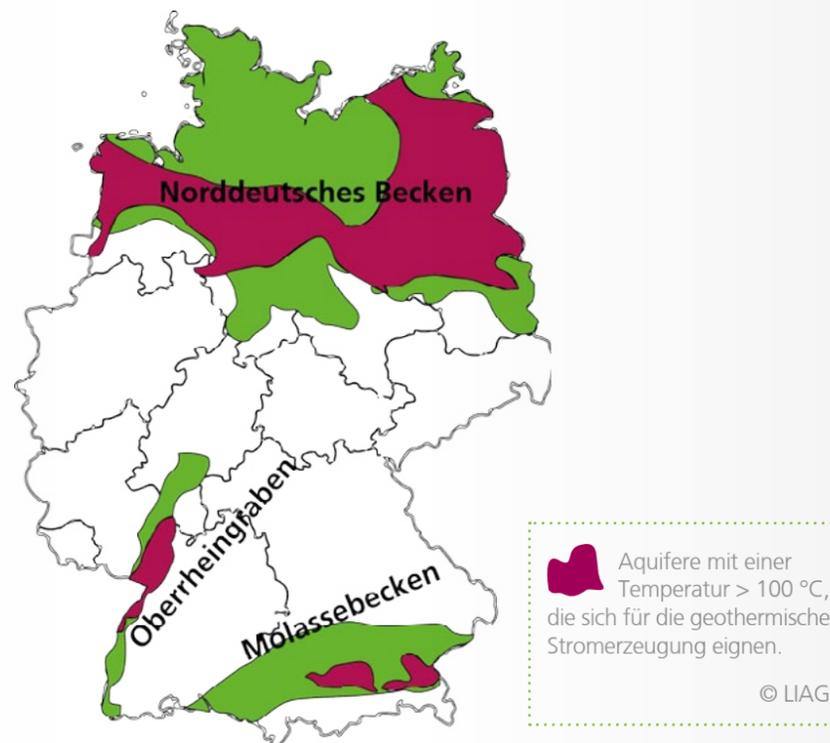


Abbildung 1: Deutschlands Geothermie-Gebiete

Ein wichtiger Faktor für die wirtschaftliche Umsetzung von Tiefengeothermieprojekten in Deutschland ist die Einspeisevergütung gemäß EEG (Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien). Während andere regenerative Energieträger nach der jüngsten Novellierung des EEG im Jahr 2014 teilweise mit starken Reduzierungen in der Förderung konfrontiert wurden, ist für die Tiefengeothermie weiterhin eine uneingeschränkte und stabile Vergütung von 25,20

€/MWh über 20 Jahre sowie für das Jahr der Inbetriebnahme vorgesehen. Die jährliche Degression von 5 Prozent betrifft erst Anlagen, die ab dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen werden. Wesentliche Neuerungen durch die Novellierung sind zudem die verpflichtende Direktvermarktung von geothermischem Strom aus Neuanlagen sowie die geplante Ausschreibungspflicht ab 2017 für neue Projekte bzw. ab 2021 für bereits begonnene Projekte.

Ein weiterer wichtiger Baustein für die erfolgreiche Realisierung von Tiefengeothermieprojekten ist die Investitionskostenförderung. Grundsätzlich können die Investitionen im Bereich Tiefengeothermie über einen sehr langen Zeitraum amortisiert werden, denn die bergrechtliche Bewilligung zur Gewinnung von Erdwärme wird i.d.R. für 50 Jahre erteilt, und auch bei einer Verlängerung steht die Ressource noch uneingeschränkt zur Nutzung zur Verfügung. Dennoch sind insbesondere die anfänglich sehr hohen Investitionen in die Bohrungen, die bis zu 65 Prozent des Investitionsvolumens ausmachen können, in Kombination mit dem Fündigkeitsrisiko⁶ schon immer eine große Einstiegshürde für die Projektumsetzung gewesen.

Die Bundesregierung hat die Bedeutung der Tiefengeothermie erkannt und sie in ein spezielles Marktanreizprogramm zur Investitionskostenförderung aufgenommen.

Nicht nur in Deutschland hat sich in den letzten Jahren viel auf dem Tiefengeothermie-Markt getan. Weltweit wurden Anreizsysteme zur Förderung der Geothermie geschaffen, Projekte entwickelt und Erfahrungen gesammelt. Vor allem die Märkte in Südamerika (Ring of Fire) und Ostafrika (Ostafrikanischer Graben) zeigen ein enormes Entwicklungspotenzial.

- Standorte von Rödl & Partner
- Partnerunternehmen von Rödl & Partner
- Ⓜ Realisierte Mandate von Rödl & Partner im Bereich der Geothermie

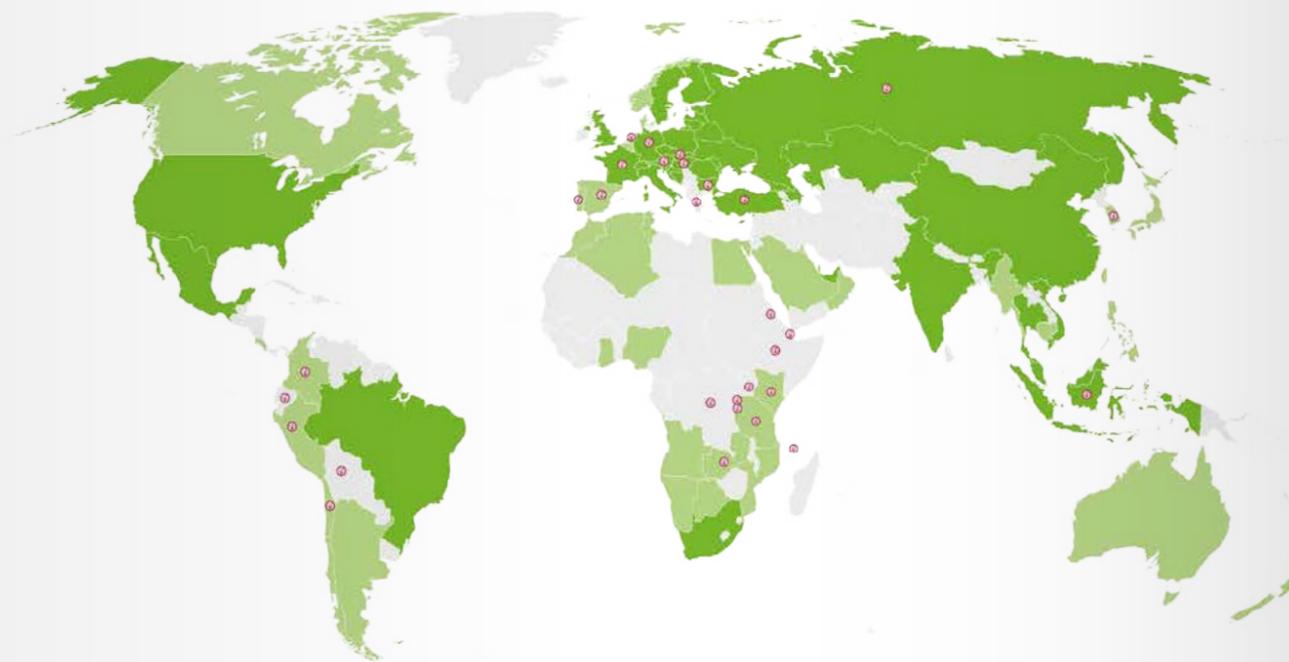


Abbildung 2: Überblick über die Niederlassungen, Kooperationspartner sowie Tiefengeothermie-Projekterfahrung von Rödl & Partner

Mit der von Rödl & Partner als Fund Manager betreuten GRMF (Geothermal Risk Mitigation Facility) ist in Ostafrika das derzeit wohl finanzstärkste Risikomanagementsystem implementiert worden. Gespeist aus diversen Fördertöpfen stehen hier 120 Mio. Euro an Mitteln für die Explorationsphase zur Verfügung. Alle Länder entlang des afrikanischen Grabensystems, insbesondere auch Kenia, Tansania und Äthiopien, zeigen aktuell mehr und mehr Projektaktivitäten öffentlicher und privater Entwickler.

In Südamerika steht in der nächsten Dekade wohl ebenfalls ein Boom bevor. Auf Basis der GDF (Geothermal Development Facility), für die Rödl & Partner das Konzept entwickelt hat, soll unter Leitung der KfW/EU ebenfalls ein hochinnovatives Förderprogramm mit einer Laufzeit von zehn Jahren implementiert werden. Das Programm selbst wurde im Dezember von Bundesminister Müller und dem EU-Kommissar für Klimapolitik und Energie, Miguel Arias Cañete, auf der Klimakonferenz in Lima, Peru, angekündigt. Der Förderrahmen soll Ende 2015/Anfang 2016 in die operative Phase gehen. Dadurch sind erhebliche positive Impulse in allen Pazifikküstenländern in Latein- und Südamerika zu erwarten.

Der Tiefengeothermie hängt noch der Ruf als „hidden champion“ an, aufgrund der entsprechenden Fördermittelsysteme ist aber zu erwarten, dass sie in der nächsten Dekade weltweit aus dem Schatten der anderen Erneuerbaren Energien tritt und ihren Beitrag vor allen Dingen als grundlastfähige Stromerzeugungstechnologie leisten wird.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland
Benjamin Richter

Telefon: +49 (89) 9 28 78 03 50
E-Mail: benjamin.richter@roedl.com

3 Windmarkt im Aufschwung

von Marc Schwientek

Das Jahr 2014 war für die Windkraft in jeder Hinsicht ein Rekordjahr. Weltweit wurden erstmalig mehr als 50 GW neue Leistung an Windenergie installiert, in Deutschland wurden Rekorde beim Brutto-Zubau (plus 4,75 GW) und im Dezember bei der Erzeugung geknackt.

Weltweit sind somit nun knapp 370 GW an Windenergie installiert. In Deutschland beläuft sich die Summe auf ca. 39 GW installierter Leistung. Damit reiht sich Deutschland – im Verhältnis zur Landesgröße – direkt hinter der Volksrepublik China (ca. 115 GW) und den USA (ca. 66 GW) auf einem sensationellen dritten Platz ein. Das Global Wind Energy Council erwartet, dass weltweit bis zum Jahre 2018 fast 600 GW an Windenergie installiert sind (Market Forecast for 2014–2018). Des Weiteren wird für die folgenden Jahre weltweit von einem jährlichen Investitionsvolumen von mindestens 50 Milliarden Euro ausgegangen.

Deutschland

Nachdem das neue EEG 2014 die Energiewende im Hinblick auf Solar und Biomasse in Deutschland etwas ausgebremst hat, steht die Windenergie als starkes Zugpferd voran. Jedoch gibt es auch diesbezüglich wichtige Themen, die aktuell in der Branche diskutiert werden und den Markt empfindlich beeinflussen können.

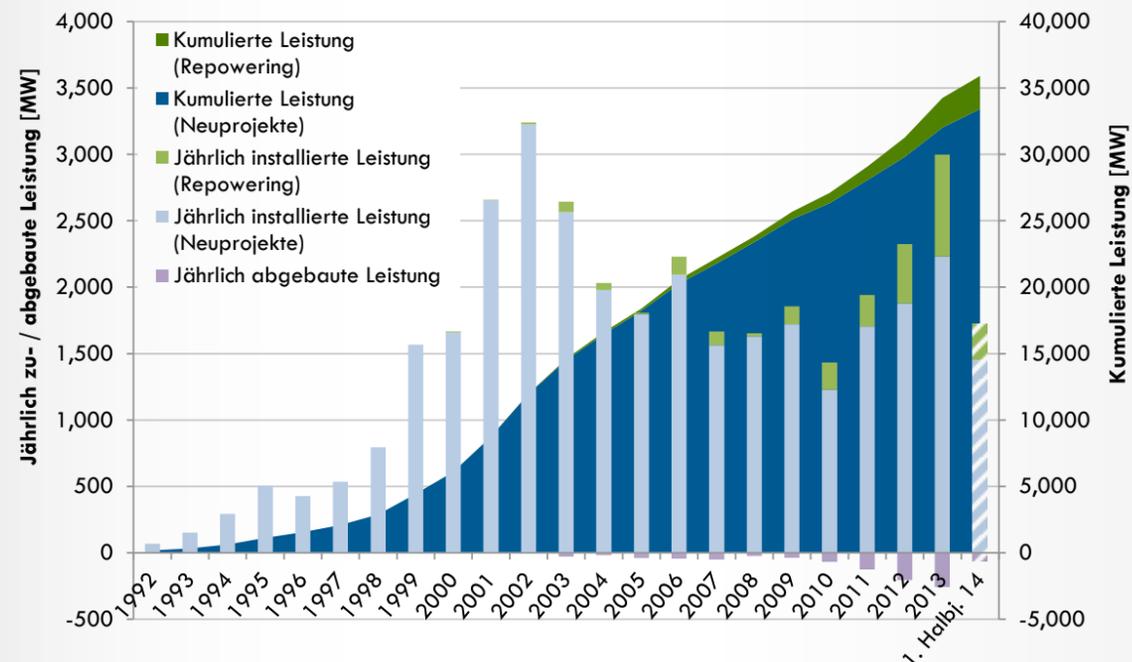


Abbildung 3: Deutsche Windguard – Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland (2014)

Die dargestellte Grafik zeigt den Verlauf des Windenergiezubaues in Deutschland seit 1992. Gut zu erkennen ist der starke Anstieg seit dem Ende der 90er-Jahre. Diese Anlagen werden bereits in fünf bis sieben Jahren ihre technische Lebensdauer und den Vergütungszeitraum nach EEG überschritten haben, weshalb ein wesentlicher Anstieg im Anlagen-Repowering zu erwarten ist. Das trifft insbesondere auf Anlagen im windstarken Norden zu, deren damalige Nabenhöhe weit unter derzeitigen Standards liegt. Der Fortschritt der Technologie birgt hier ein großes Potenzial.

Wie schon im EEG 2012 für die Solarenergie, gibt es nun im EEG 2014 auch für die Windenergie den sogenannten „atmenden Deckel“ zur Bestimmung der Vergütungssatzdegressionshöhe. Der anvisierte Zielkorridor für Windenergie an Land liegt bei 2.400–2.600 MW pro Jahr. Der Wert ist als Nettowert zu verstehen, d.h., die wegfallende Leistung aufgrund von Rückbau oder Repowering wird berücksichtigt.

Netto-Zubau (MW)	Neue Degressionssätze (in % pro Quartal)
< 1.600	-0,4
1.600–1.799	-0,2
1.800–1.999	0,0
2.000–2.199	0,2
2.200–2.399	0,3
2.400–2.600	0,4
2.601–2.800	0,5
2.801–3.000	0,6
3.001–3.200	0,8
3.201–3.400	1,0
> 3.400	1,2

Tabelle 2: Bestimmung der Vergütungsdegression

Befindet sich der Zubau innerhalb dieses Korridors, sinkt der anzulegende Wert um die Basisdegression von 0,4 Prozent. Je nach Zubauhöhe variiert der Degressionswert entsprechend der oben stehenden Tabelle. So kann der Vergütungssatz z. B. auch steigen, wenn weniger als 1.800 MW pro Jahr installiert werden. Die Degression der anzulegenden Werte findet jeweils zum 1. Januar, 1. April, 1. Juli und 1. Oktober eines Jahres statt und gilt dann für die folgenden drei Monate. Die erste Degression des aktuellen anzulegenden Wertes in Höhe von 0,089 €/kWh (Anfangswert) erfolgt zum 1. Januar 2016. Aufgrund des momentan hohen Zubaus ist davon auszugehen, dass die Maximaldegression von 1,2 Prozent erfolgen wird. Der Anfangswert für Anlagen, die zwischen Januar und März 2016 in Betrieb gehen, würde dann bei 0,0879 €/kWh liegen.

Auch die „10H“-Regel, die die 10-fache Höhe der Windenergieanlage als Mindestdistanz zur nächstgelegenen Wohnbebauung vorsieht, gibt in Deutschlands größtem Bundesland Bayern Anlass zur Diskussion. Da gerade an windschwachen Standorten hohe Windenergieanlagen benötigt werden, sind die daraus folgenden Abstände von zwei Kilometern keine Seltenheit. Damit schränkt die neue Abstandsregelung das Windkraftpotenzial in Bayern stark ein. Nach Berechnungen des Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumforschung sinkt der verfügbare Flächenanteil Bayerns für Windenergie dadurch von 19,1 Prozent bei einer Abstandsfläche von 800 m auf nur noch 1,7 Prozent bei einer Abstandsfläche von 2.000 m. Neben Klageeinreichungen der Landtagsfraktionen von SPD, Freien Wählern und Bündnis 90/Die Grünen, u. a. aufgrund des Eingriffs in die kommunale Selbstverwaltung, sind auch erste Konsequenzen seitens der Projektierer zu spüren. Ob andere Bundesländer dem (Negativ-)Beispiel Bayerns folgen, ist jedoch fraglich.

Eine weitere aktuelle bundesweite Fragestellung ergibt sich aus § 24 EEG 2014. Dieser besagt:

„Wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert nach § 23 Absatz 1 Satz 2 für den gesamten Zeitraum, in denen die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null.“

Das gilt u. a. für alle Windenergieanlagen mit mehr als 3 MW installierter Leistung, die ab dem 1. Januar 2016 den Betrieb aufnehmen. Die Auswirkungen auf die Erlöse von Windenergieanlagen lassen sich momentan schwer beziffern, jedoch ist eine historische Korrelation zwischen negativen Strompreisen und hoher Windenergieeinspeisung nicht von der Hand zu weisen. Wer dieses Risiko in Zukunft tragen wird – Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter – und welche Ertragsabschläge bzw. welche erweiterten Konditionen seitens des Direktvermarkters dadurch zum Tragen kommen, bleibt abzuwarten und wird vermutlich erst im Rahmen des angekündigten neuen Strommarktmodells („Energy only Market 2.0“) geklärt.

Da sich die Förderung von Erneuerbaren Energien ab 2017 nach dem Ausschreibungsmodell richtet, läuft für die Freiflächen-Photovoltaik bereits ein Pilotprojekt, um Erfahrungen für die spätere Umsetzung zu erhalten. Ein solches Pilotprojekt ist für die Windenergie allerdings nicht angedacht. Zudem ist derzeit noch offen, wie die wesentlich längeren Entwicklungszeiträume von Windenergieprojekten mit dem Ausschreibungsmodell in Einklang zu bringen sind. Im deutschen Onshore-Windmarkt teilen sich derzeit vier Anlagenhersteller einen Marktanteil von rund 90 Prozent: Enercon 43,1 Prozent, Vestas 23,7 Prozent, Servion 14,8 Prozent und Nordex 8,7 Prozent.

Der technische Trend geht gerade im Schwachwindsegment weiterhin zu höherliegenden Naben, die mittlerweile im Bereich

von 140 Metern angekommen sind, und zu Rotordurchmessern von 120 bis 130 Metern. Doch auch im Kleinwindsegment geht die Entwicklung voran. Die meisten Anlagen haben eine installierte Leistung zwischen einem und zehn Kilowatt. Die spezifischen Investitionskosten pro kW Nennleistung belaufen sich laut Bundesverband Kleinwindanlagen auf 3.000–5.000 Euro. Neueste Anlagen erreichen dabei so niedrige Schallemissionswerte, dass auch die Installation in Wohngebieten denkbar ist.

International

Auch außerhalb Deutschlands boomt die Energieerzeugung aus Windkraft – sei es on- oder offshore. So wurde erst kürzlich bekannt gegeben, dass der erste Offshore-Windpark Amerikas, der an der Nordostküste der USA im Atlantik errichtet wird, das Financial Close erreicht hat. Neben den USA, die viel potenzielle Fläche für Windenergie bietet, entwickelt sich auch in Südamerika der Markt für Windenergieanlagen stetig weiter. Im Fokus stehen Brasilien, Chile und Uruguay, die im Jahr 2014 ca. 2.500 MW, 500 MW und 400 MW an neuer Leistung hinzugebaut haben. Auch wenn oder gerade weil in Afrika und im Nahen Osten in den Jahren von 2005 bis 2013 „nur“ 1,1 GW an Windenergie installiert wurden, besteht dort ein großes Potenzial für den weiteren Ausbau. In Südafrika erfolgt beispielsweise die Vergabe von Windenergieprojekten bereits seit längerem in Ausschreibungsverfahren. Allein 2014 wurden in Südafrika 560 MW an Windenergie installiert; noch 2013 betrug die installierte Leistung nur 10 MW. Somit stellt Südafrika den idealen Einstiegsmarkt für den afrikanischen Kontinent dar.



Rödl & Partner



Fazit

Der Ausbau der Windenergie stellt weltweit einen der Grundpfeiler der Energiewende dar und wird sich auch in den kommenden Jahren weiterentwickeln. Neben dem Ausbau auf Land sollte auch die Offshore-Industrie nicht vernachlässigt werden, da sie ein großes Potenzial birgt, technisch immer weiter fortschreitet und somit Risiken reduziert. Aufgrund der tendenziell längeren Laufzeiten von Windprojekten ist eine frühzeitige professionelle Planung und gerade international eine Marktsondierung sowie jeweils die Prüfung der regulatorischen Rahmenbedingungen unabdingbar.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland
Marc Schwientek

Telefon: +49 (911) 91 93 35 76
E-Mail: marc.schwientek@roedl.com



4 Mit regenerativer Wärme den schlafenden Riesen wecken

von Joachim Held

Der Wärmesektor stand bisher trotz seiner relativen Größe nicht im Fokus der Klima- und Energiepolitik. Umso größer sind die Potenziale für die Energiewende und das Wachstum des Wärmedienstleistungsmarkts. Die Chancen müssen jetzt genutzt werden.

In Deutschland wird rund die Hälfte der Endenergie als Prozess- und Raumwärme verbraucht, etwa ein Drittel als Kraftstoff und ein Fünftel als elektrischer Strom. Gleichwohl haben Klimaschutz- und Ressourcenschutzpolitiken in den letzten Jahren überwiegend im Strom- und Verkehrsbereich angesetzt.

Die beiden Hauptinstrumente der deutschen Energiewende, das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) setzen überwiegend bei der Stromerzeugung an.

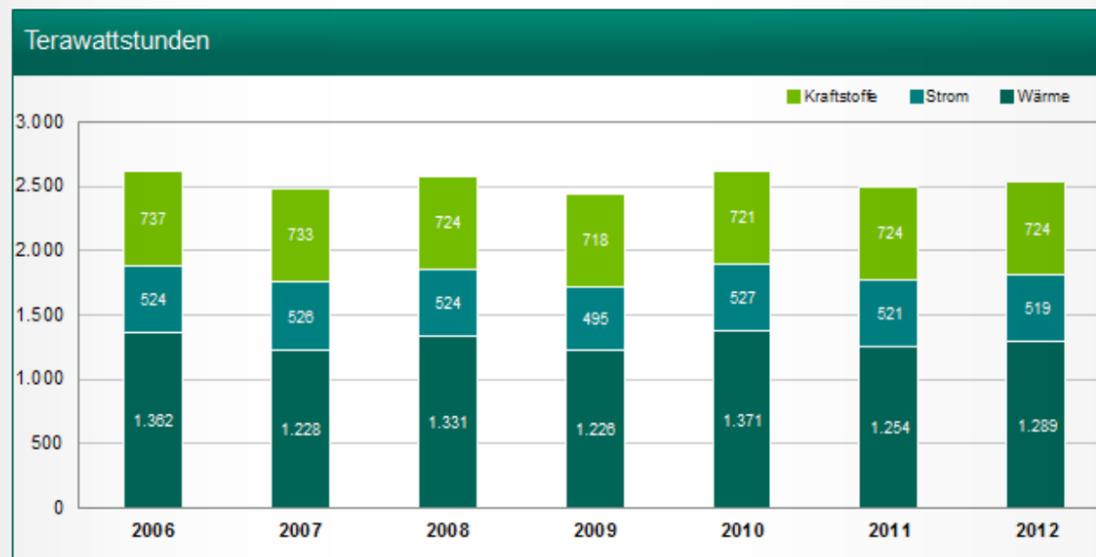


Abbildung 4: Anteil der Wärme am Endenergieverbrauch

Der Wärmesektor bietet deshalb noch mehr als andere Sektoren hohes Potenzial für eine Ökologisierung und Dezentralisierung der Versorgungsstrukturen. Dabei ist abzusehen, dass der Wärmemarkt aufgrund der ungebrochenen klimapolitischen Anforderungen, der Folgewirkungen des dezentralisierten und ökologisierten Strommarkts sowie der technologischen und klimatischen Entwicklungen dem allgemeinen Trend folgen wird. Es ist jedoch verkürzt, als Ursache für die bisherige Marktstagnation oder den in Teilsegmenten sogar bestehenden Rückgang alleine auf die fehlende Förderung vonseiten der Politik zu verweisen. Erfolgreiche Unternehmen und Marktakteure zeichnen sich regelmäßig dadurch aus, dass sie Markttrends frühzeitig aktiv aufgreifen, Marktpositionen besetzen und den Trend aktiv vorantreiben.

„Grüne Wärme“, (mobile) Wärmespeichertechnologien, Power-to-Heat, Smart-Home-Technologien, stromgeführte KWK-Anlagen, Geothermie, Solarthermie, Bedarfsrückgang durch Klimaerwärmung und demografischen Wandel, CO₂-Handel und Rekommunalisierung der (Wärme-)Energieversorgung – der Umbruch des Energiemarkts hat auch vor dem Wärmemarkt nicht halt gemacht. Die Energiepolitik mit der Mietrechtsnovelle (§ 556 BGB n. F.), Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G), Energieeinspargesetz und -verordnung (EnEG, EnEV), Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG), Fernwärme-Preisanpassung (§ 24 AVBFernwärmeV) und kartellrechtliche Fernwärme-Sektorenuntersuchungen (§ 32e GWB) haben für ein Übriges gesorgt. Mit neuen Vertragsmodellen wie Eigenerzeugungsanlagenpacht, Wärmespeicherzugang, Wärmeinspeisung und -durchleitung, Stilllegungsrechten sowie Einspar- und Effizienzтарifen heizen Newcomer-Unternehmen den Wettbewerb um die besten Lösungen an.

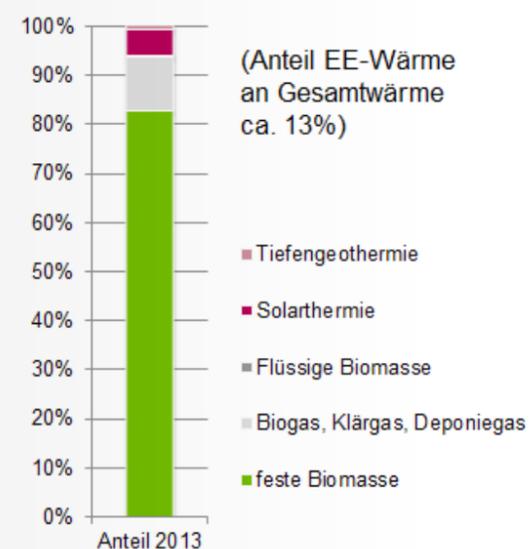


Abbildung 5: Regenerative Wärmeerzeugung in Deutschland

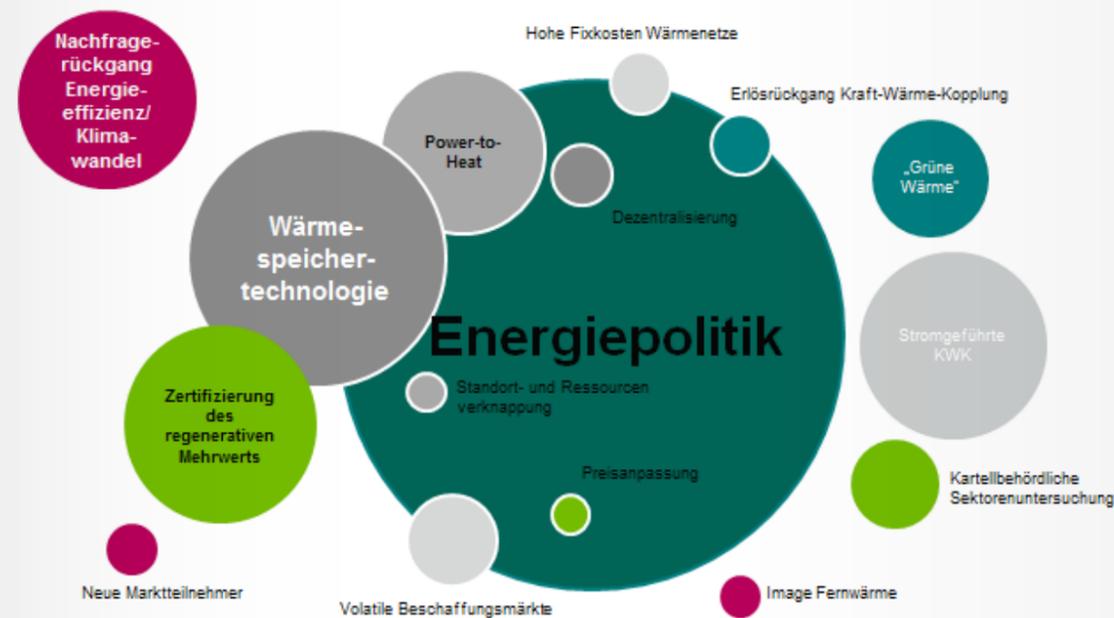


Abbildung 6: Herausforderungen Wärmemarkt

Vorbei sind deshalb die Zeiten, in denen die Wärmeversorgung ein renditestarkes, technologisch und wirtschaftlich einfaches Annex-Geschäftsfeld zu anderen Versorgungsparten war. Bestehende Wärmeversorger müssen ihr Geschäftsfeld und ihre Produkte deshalb auf die neuen Marktbedingungen ausrichten. Investoren und Unternehmensgründer sollten die Chancen aus der Trägheit eines Bestandsgeschäfts nutzen. Festpreissysteme für die langfristige Fernwärmeversorgung, flexible, auf die besonderen Anforderungen der Wärmeerzeugung ausgerichtete Beschaffungskonzepte (Portfolio-management), Vermarktung des regenerativen und des Effizienzmehrwerts von Wärme aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Umstellung auf regenerative Erzeugung (z. B. durch Biogas oder Erschließung lokal vorhandener Solarthermie, Biomasse oder Erdwärmepotenziale) sind nur einige der Antworten, die Unternehmen in jüngster Zeit entwickelt haben.

Aber auch für Verbraucher aus Industrie, Immobilienwirtschaft und öffentlicher Hand sind zukunftsorientierte Wärmekonzepte wegen der langen Refinanzierungszeiträume für Wärmetechnologien und der zunehmenden Bedeutung steigender Wärmekosten von existenzieller Bedeutung.

Dabei befinden sich alle Marktakteure in einem betriebswirtschaftlich und rechtlich hochkomplexen Umfeld. Wegen der starken Preisschwankungen auf den Energiemärkten und der laufenden technologischen Veränderungen bilden Machbarkeitsstudien und Wirtschaftlichkeitsberechnungen von regenerativen Wärmeprojekten ebenso wie die daraus abgeleitete Kalkulation von Wärmepreisen und die Absicherung des langfristigen Projekterfolgs durch die Berechnung von Preisgleitformeln ein hochkomplexes Beratungsgeschäftsfeld.

Rödl & Partner

Auch im regenerativen Wärmemarkt hängt der wirtschaftliche Erfolg an förderrechtlichen Rahmenbedingungen aus EEG, KWKG, EEWärmeG, EWärmeG BaWü, den speziellen Förderprogrammen auf Landes-, Bundes- und EU-Ebene sowie der Privilegierung bei staatlichen Belastungen (z. B. EEG-Umlage, StromStG, EnergieStG, Emissionshandel etc.). Eine frühzeitige förder- und steuerrechtliche Prüfung und Optimierung ist deshalb unerlässlich.

Schließlich hat der Rechtsrahmen an Komplexität zugenommen. Sowohl die Prüfung bestehender rechtlicher Strukturen für Investoren (Due-Diligence-Prüfungen) als auch eine rechtssichere Gestaltung der Projekt-, Gesellschafts- und Vertriebsverträge für regenerative Wärmeprojekte lassen sich nur noch unter Inanspruchnahme von Expertenwissen in einer der kaufmännischen Sorgfaltspflicht genügenden Weise sicherstellen.

Nicht zuletzt setzen die Förderbedingungen regenerativer Wärmeprojekte zahlreiche Nachweise durch Wirtschaftsprüfer voraus. Unternehmen machen sich häufig die hohe Sachkompetenz, Qualitätssicherung und Neutralität der Wirtschaftsprüfung zunutze, um den Nachweis von Qualitäts- und Preis (anpassungs)vereinbarungen im Verhältnis zu ihren Kunden zu erbringen.



Neue Marktchancen, hoher Investitionsbedarf bei langfristigen Refinanzierungszeiträumen, ein komplexes technisches, betriebswirtschaftliches und rechtliches Umfeld – damit der geweckte Riese nicht zum unbeherrschbaren Risiko wird, bedarf es langjähriger Branchenerfahrung und eines interdisziplinären Ansatzes.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland
Joachim Held

Telefon: +49 (911) 91 93 35 15
E-Mail: joachim.held@roedl.com

5 Biogas in Europa – Ende oder Anfang?

von Benjamin Hufnagel

Die einzige regenerative Energiequelle, welche die schwankende Stromproduktion aus Wind und Sonnenenergie ausgleichen kann, stand zuletzt stark in der Kritik, und zumindest in Deutschland gehen die Zubauraten der Bioenergieanlagen zurzeit deutlich zurück. Zudem kommt der Markt in Europa nur langsam in Schwung. An der Zielsetzung und an guten Vorsätzen mangelt es jedoch nicht.

Situation in Deutschland

Noch vor zwei Jahren konnte sich die Bioenergiebranche in Deutschland der Unterstützung der Regierung sicher sein. Das EEG 2012 enthielt Vergütungssätze für die Stromeinspeisung aus Bioenergie, bei denen zwar keine Goldgräberstimmung aufkam, die jedoch durchaus Luft für die Entwicklung neuer Projekte ließen. Mit dem im August vergangenen Jahres in Kraft getretenen EEG 2014 wurde der weitere Ausbau der Bioenergie nahezu zum Erliegen gebracht. Allein schon der neu eingeführte deutschlandweite „Ausbaukorridor“ von 100 MW würde einen erheblichen Rückgang neuer Bioenergieanlagen bedeuten; er wird aufgrund der signifikanten Einschnitte in der (Bonus-)Vergütungsstruktur der Stromerzeugung aus Bioenergie jedoch nicht zum Tragen kommen.

Chancen für neue Projekte ergeben sich noch für die sogenannten Gülle-Kleinanlagen (80 Prozent Gülleeinsatz bis zu einer elektrischen Leistung von 75 kW) sowie für die Stromerzeugung aus der Bioabfallvergärung (90 Prozent Masseneinsatz). Ein signifikanter Leistungszuwachs ist aufgrund gering verfügbarer Bioabfallmenge und hoher spezifischer Kosten der Kleinanlagen allerdings nicht zu erwarten. Weitere Chancen könnte die eingeführte Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) für Kraftstoffe mit sich bringen, denn nach dem neuen Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) soll künftig nicht mehr die Menge bzw. der Energiegehalt ausschlaggebend sein, um die geforderten Beimischquoten zu erfüllen, sondern das Treibhausgasminderungspotenzial des Kraftstoffs. Aus Sicht der Biogasbranche wäre das grundsätzlich zu begrüßen, denn Biogas bzw. Biomethan weisen im Vergleich zur herkömmlichen Biokraftstoffherstellung (Ethanolherstellung) ein höheres THG-Minderungspotenzial auf.



Die Euphorie ist jedoch gedämpft, weil die geforderte THG-Quote ab 2015 auf 3,5 Prozent festgelegt worden ist und die am Markt verfügbaren Biokraftstoffe bereits im Jahr 2014 eine THG-Quote von 4 Prozent erfüllten. Demnach wurde faktisch ein zu niedriges Ziel gesetzt, das sich erst nach Anhebung der Quote auf 4 Prozent und 6 Prozent in den Jahren 2017 und 2020 positiv auf die Bioenergiebranche auswirken wird.

Chancen im europäischen Ausland

Frankreich hat sich bislang nicht durch eine Vielzahl neuer Bioenergieprojekte in die Schlagzeilen gebracht; aktuell ist von weniger als 100 landwirtschaftlichen Biogasanlagen und ca. 100 weiteren Bioabfallanlagen auszugehen. Interessant sind die immer wieder kommunizierten Ausbauziele unseres Nachbarlandes und die bestehenden FiT (Feed-in-Tarife) für Biogasstrom und Biomethan. Laut dem bereits 2013 verkündeten „Plan EMAA“ sollen bis 2020 über 1.000 landwirtschaftliche Bioenergieanlagen den Betrieb aufgenommen haben. Im Jahr 2014 wurden im Zuge der geplanten Reduzierung des nationalen Atomstromanteils sogar neue Pläne von 1.500 Biogasanlagen in den kommenden drei Jahren aufgerufen. Zudem soll die Zahl der Biomethananlagen (aktuell ca. 10 einspeisende Anlagen) auf über 500 bis 2030 steigen. Dem Gasnetzbetreiber GrDF zufolge könnten ca. 400 Standorte in absehbarer Zeit für eine Gaseinspeisung eingerichtet werden.

Auch aus England waren in der jüngsten Vergangenheit wieder positivere Signale für Biogas zu vernehmen. Zusätzlich zu dem seit längerem bestehenden FiT für regenerativ erzeugte Wärme sowie einem Zertifikatesystem für EE-Strom soll nun die Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Gasnetz (Green Gas to Grid) gefördert werden.



Das schwedische Fördersystem hat die Biokraftstoff-erzeugung im Fokus, was in den vergangenen Jahren gerade bei der Biomethan-erzeugung zur dezentralen Treibstoffversorgung mit zu den höchsten Ausbautzahlen führte. Über 70 Prozent der Biomethan-anlagen sind nicht an das Erdgas-netz angeschlossen; in Deutschland liegt der Anteil unter 5 Prozent.

Fazit

Das europäische Ausland hält noch einige Optionen für die gebeutelte deutsche Bio-energiebranche bereit. Auch für Investoren mit Fokus auf Bestandsanlagen kann die Si-tuation als attraktiv eingestuft werden. Infol-ge der Insolvenz zweier größerer Biogasfonds befinden sich einige Anlagen auf dem Markt, die mit Kaufpreisen unterhalb des Marktwer-tes locken wollen. Der Bestandsschutz der Vergütung entsprechender Anlagen kann zumindest in Deutschland als sicher bewert-et werden. Interessant werden die weiteren Entwicklungen im Hinblick auf europäische Biomethan-handelssysteme im Kontext der Warenverkehrs-freiheit und die Förderberech-tigung der im Ausland erzeugten Biomethan-menge durch nationale Gesetze.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland
Benjamin Hufnagel

Telefon: +49 (911) 91 93 35 70
E-Mail: benjamin.hufnagel@roedl.com

6 Wasserkraft – der Klassiker unter den Erneuerbaren?

von Kai Imolauer

Ende 2013 betrug der Anteil der Wasserkraft an der weltweiten Stromerzeugung 16,4 Prozent. Unter ausschließlicher Betrachtung erneuerbarer Energiequellen beläuft sich ihr Anteil sogar auf nahezu 75 Prozent. In einigen Regionen sind auch heute noch erhebliche Potenziale zu nutzen. Neue Ansätze, insbesondere betreffend Kleinanlagen, sind ebenso vielversprechend.

Bei einer Unterteilung nach installierter Leistung unterscheidet man zwischen Kleinwasserkraftwerken (<10 MW; in USA <30 MW), mittelgroßen Wasserkraftanlagen (<100 MW) und Großwasserkraftwerken (>100 MW). Laut dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bestehen in Deutschland die großen Wasserkraftanlagen (in Deutschland >1 MW) zu 20 Prozent aus Speicherkraftwerken und zu 80 Prozent aus Laufwasserkraftwerken. Eine Unterkategorie der Speicherkraftwerke sind Pumpspeicherkraftwerke (rund 7 GW in Deutschland), die die Möglichkeit zum Speichern elektrischer Energie bieten und so ausgleichend zu den volatilen Erzeugern wie Wind und Photovoltaik (PV) zur Versorgungssicherheit beitragen können.

Wasserkraft in Deutschland

Der Anteil der Wasserkraft an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland lag 2014 bei 3,4 Prozent, bezogen auf die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei 13,18

Prozent. Aufgrund starker geografischer Unterschiede befinden sich in Deutschland 80 Prozent (17,5 Mrd. kWh) der installierten Leistung in den südlich gelegenen Bundesländern Baden-Württemberg und Bayern. Damit ist das in Deutschland nutzbare Potenzial an Wasserkraft laut einer Studie des BMWi aus dem Jahr 2014 weitgehend ausgeschöpft.

Entscheidend für Neuprojekte sind die notwendigen Genehmigungsverfahren. Je nach berührten Tatbeständen empfiehlt es sich, die Rechtsrelevanz und die Verfahrenserforderlichkeit mit den zuständigen Behörden abzuklären. Hierzu ist eine Antragsvorbesprechung („Scoping-Termin“) unter Leitung der für das Wasserrechtsverfahren zuständigen Behörde sinnvoll. Den zweiten Schritt stellt das Wasserrechtsverfahren dar, dem das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) zugrunde liegt. Es gilt, die §§ 33, 34 und 35 Abs. 1 WHG einzuhalten. Darauf folgt die ökologische Vorprüfung und die naturschutzfachliche Planung. Weitere Belange sind Baurecht, Bauleitplanung, Nachbarrecht und

Lärmschutz, deren Erforderlichkeit sich jedoch meist schon in der Antragsvorbesprechung feststellen lässt. Die Verfahrensdauer bis zum Rechtsbescheid reicht in Deutschland je nach Komplexität von rund sechs Monaten bis zu mehreren Jahren.

Neben dem WHG sind drei weitere Gesetze für die Wasserkraft relevant: das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) sowie das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Hinsichtlich der Einspeisevergütung sieht § 40 Abs. 1 EEG 2014 Neuerungen vor; sie ist jedoch nach wie vor von der Bemessungsgrundlage abhängig. Bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 kW beträgt die Einspeisevergütung 12,52 Cent/kWh, bis 2 MW 8,25 Cent/kWh, bis 5 MW beläuft sie sich auf 6,31 Cent/kWh und bis 10 MW auf 5,54 Cent/kWh. Eine weitere Neuerung ist die verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen mit einer installierten Leistung >500 kW. Zudem gilt seit dem 1. August 2014 eine Umlagepflicht für neu errichtete Anlagen, die zur Eigenversorgung genutzt werden.

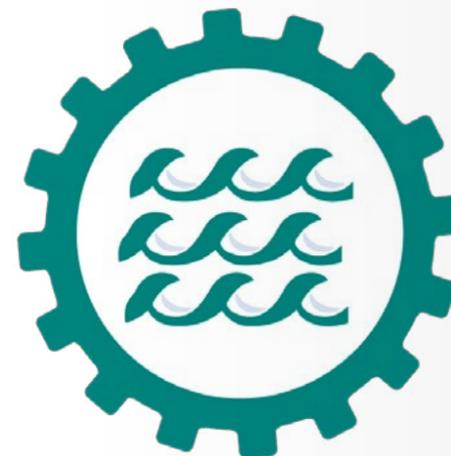
Wasserkraft weltweit

Wie bei den meisten Erneuerbaren Energien sind auch die Potenziale der Wasserkraft stark von den geologischen und meteorologischen Gegebenheiten eines Landes abhängig. Viele Länder mit Vorreiterrolle, wie Norwegen (96–98 Prozent des Stroms aus Wasserkraft), Österreich, Brasilien und Kanada haben ihre Potenziale schon nahezu vollkommen ausgeschöpft, weshalb die Investitionsmöglichkeiten gering ausfallen. Eine Studie der United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) und des International Center on Small Hydro Power (ICSHP) zeigt, in welchen Ländern noch viel ungenutztes Potenzial schlummert.

Land	Genutztes Potenzial [in %]	Gesamtes Potenzial [in GW]
Griechenland	10	2
Italien	39	7
Türkei	3	6,5
Chile	18	9,39
Mexico	25	3,25
Indien	21	15
China	58	63,43
Japan	34	10,27
Nepal	5	1,43
Südkorea	4	1,5
Vietnam	28	2,2
Philippinen	13	1,88
Indonesien	8	1,27
Äthiopien	0	1,5
Kenia	1	3

Tabelle 3: Gesamtpotenzial für Wasserkraft⁷

Viele der oben stehenden Länder fördern bereits den Ausbau von Wasserkraft in ihrem Land durch Einspeisevergütung, Umsatzsteuernachlass, Nettomessung, Ausschreibungen, Steueranrechnung etc. oder werden von nationalen und internationalen Organisationen wie der World Bank Group unterstützt.



Ausblick

Wasserkraft stellt eine wettbewerbsfähige regenerative Ressource dar, die international noch viel ungenutztes Potenzial aufweist. Besonders in Lateinamerika, Afrika und Asien bestehen gute Chancen für deutsche Anlagenhersteller und Planer, ihre Technik und ihr Know-how bei dem Ausbau der Wasserkraft einzubringen. Derzeit basieren weltweit rund 50 Prozent aller Wasserkraftwerke auf deutschen Fachkenntnissen (Agentur für Erneuerbare Energien, 2014). Und auch in der Modernisierung, Erweiterung und Reaktivierung bestehender Anlagen stecken noch nicht ausgeschöpfte Möglichkeiten, wobei Kostensenkungspotenziale aufgrund der hohen Ausgereiftheit der Technologie eher begrenzt sind.

Auch im Hinblick auf einen Energiemix aus Erneuerbaren Energien spielt Wasserkraft eine bedeutende Rolle, da sie in der Lage ist, Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen, die die zunehmende Nutzung von Sonnen- und Windenergie

mit sich bringt. Einen Ansatz hierzu bietet das zwischen Deutschland und Norwegen geschlossene Abkommen zum Ausgleich der Stromschwankungen, wonach im Bedarfsfall das jeweils andere Land durch die Einspeisung von Solar- und Windenergie bzw. Energie aus Wasserkraft unterstützt wird. Dafür soll bis 2020 ein 623 km langes Unterseekabel mit einer Leistung von 1,4 GW verlegt werden. Ein weiterer Ansatz ist der Energiespeicher Riedl, ein unterirdisches Pumpkraftwerk mit einer Leistung von 300 MW im Grenzgebiet zwischen Bayern und Oberösterreich, das 2019 in Betrieb gehen soll. Zu bemerken ist auch die neue, vielversprechende deutsche Technologie der schwimmenden Kleinstwasserkraftanlagen, die gerade international in Inselsystemen verstärkt zum Einsatz kommen soll.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland
Kai Imolauer

Telefon: +49 (911) 91 93 36 06
E-Mail: kai.imolauer@roedl.com



7 EEG 2014 – das Ausschreibungsverfahren für Photovoltaik geht in die 2. Runde

von Heike Violen und Kai Imolauer

Mit dem EEG 2014 wandelt sich das Förder-system für Erneuerbare Energien grundlegend: Zukünftig soll die Höhe der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien mittels Ausschreibungen ermittelt werden. Dazu wird zunächst im Bereich der Freiflächen-Photovoltaik ein Pilotverfahren über einen Zeitraum von knapp zwei Jahren (Mitte April 2015 bis Ende 2016) durchgeführt.

Mit der am 12. Februar 2015 in Kraft getretenen „Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen“ (Freiflächenausschreibungsverordnung – FFAV) wurde die Grundlage für die Durchführung des Pilotverfahrens geschaffen. Die Bundesregierung strebt dabei ein möglichst einfaches, transparentes und verständliches Ausschreibungsdesign an, damit möglichst viele Akteure an den Ausschreibungen teilnehmen können.

Die Ausschreibungen werden jeweils zum 1. April, 1. August und 1. Dezember eines jeden Kalenderjahres erfolgen, wobei die erste Ausschreibungsrunde abweichend hiervon für den 15. April 2015 angesetzt wurde. Das Ausschreibungsvolumen reduziert sich dabei von insgesamt 500 MW im Jahr 2015, über 400 MW im Jahr 2016 auf 300 MW im Jahr 2017.

Zuständig für die Durchführung der – für die Bieter gebührenpflichtigen – Ausschreibungen ist die Bundesnetzagentur. Im Rahmen der Gebotsabgabe benennen die Ausschreibungsteilnehmer die Menge der installierten Leistung, für die sie eine Förderberechtigung erhalten möchten, und bieten verdeckt und einmalig einen individuell anzulegenden Wert in ct/kWh. Die einzelnen Projekte sind dabei auf eine minimale Größe von 100 kW und eine maximale Größe von 10 MW beschränkt. Nach einer Prüfung der Angebote durch die Bundesnetzagentur erhalten die Projekte mit den jeweils niedrigsten Gebotswerten den Zuschlag, bis das jeweilige Fördervolumen erreicht ist. Bei Geboten mit gleichem Gebotswert wird das Gebot mit der geringeren Gebotsmenge bevorzugt; bei gleicher Gebotsmenge entscheidet dann das Los. In der ersten Ausschreibungsrunde wurde das Verfahren nach der „Pay as Bid“-Methode durchgeführt, wodurch diese Gebote verbindlich waren.

Allerdings gilt für die Gebotshöhe der Maximalwert von 11,29 ct/kWh (entspricht § 51 Abs. 2 Nr. 3 EEG i. V. m. §26 Abs. 3 EEG und § 31 Abs. 1 bis 5 EEG). Der Höchstwert für die zweite Ausschreibungsrunde für den Gebotstermin 1. August 2015 beträgt 11,18 ct/kWh. Überschreitet der im Gebot angegebene Gebotswert den Höchstwert, wird das Gebot ausgeschlossen. In der zweiten und dritten Ausschreibungsrunde im Jahr 2015 wird der anzulegende Wert „testweise“ nach dem „Uniform Pricing“-Modell ermittelt: Wird die ausgeschriebene Menge nicht erreicht, wird für alle beantragten Förderberechtigungen der vorher bestimmte Höchstpreis angelegt. Wird die ausgeschriebene Menge erreicht bzw. überschritten, gilt für alle der höchste bezuschlagte anzulegende Wert.

Von den Bietern wird die Stellung einer „Erstsicherheit“ in Höhe von 4,00 Euro pro kW gefordert, die bis zum Gebotstermin zu hinterlegen ist. Das soll verhindern, dass Bieter den Zuschlag verfallen lassen. Die „Zweit-sicherheit“ muss spätestens zehn Werk-tage nach Zuschlag gestellt werden und beträgt 50 Euro pro kW. Die Sicherheiten lassen sich auf die Hälfte reduzieren, wenn der Bieter für einen konkreten Standort einen Offen-legungsbeschluss oder einen Bebauungsplan vorlegen kann.

Erweiterung der Flächen

Die bisherige Einschränkung der für die Er-richtung von Freiflächen-Photovoltaikan-lagen genehmigten Flächen gilt nur noch für 2015. In den Jahren 2016 und 2017 kommen noch Flächen hinzu, die im Ei-gentum des Bundes oder der Bundesan-stalt für Immobilienaufgaben stehen oder dort verwaltet werden. Darüber hinaus dürfen jährlich maximal zehn Freiflächen-anlagen auf Ackerflächen in benachteilig-ten Gebieten⁸ gefördert werden, wenn der naturschutzfachliche Ausgleich nach dem

Bundesnaturschutzgesetz innerhalb der Flächen des Bebauungsplans erfolgt; aus-genommen sind jedoch Freiflächenan-lagen, deren Bebauungsplan vor dem 28. Januar 2015 aufgestellt oder geändert wurde. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass ein relativ hoher Anteil der Ackerflächen in Deutschland in benachteiligten Gebieten liegt, wäre aus Sicht der Branche eine höhere Anzahl zugelassener Projekte wünschens-wert gewesen, ohne dass eine übermäßige Nutzung von Ackerflächen aufgetreten wäre.

Um eine räumliche Ballung von Frei-flächenanlagen zu verhindern, wird die Anlagenzusammenfassung verschärft: In einem Umkreis von vier Kilometern in-nerhalb derselben Gemeinde, die für den Erlass des Bebauungsplans zuständig ist, werden alle Anlagen – unabhängig von den Eigentumsverhältnissen – zusammengefasst, wenn sie innerhalb von 24 Monaten in Betrieb genommen wurden. Maßgebend ist dabei die Luftlinie vom äußersten Rand einer Freiflächenanlage. Es liegt in der Ver-antwortung der Bieter, sich kundig zu machen, ob im betreffenden Gebiet schon andere Anlagen vorhanden sind oder noch errichtet werden und welche Auswirkungen sich daraus auf die eigenen Planungen er-geben, wobei noch ungeklärt ist, wie und wo das möglich sein soll.

Übertragung von Zuschlägen

Die rechtsgeschäftliche Übertragung von Zuschlägen vom Bieter auf Dritte ist un-wirksam. Allerdings kann der bezuschlagte Bieter frei entscheiden, für welche seiner Freiflächenanlagen er den Zuschlag ver-wenden möchte, wobei er eine geringe Vergütungskürzung in Kauf nehmen muss. Voraussetzung ist indes, dass er im Zeitpunkt der Ausstellung der Förderberechtigung der Anlagenbetreiber der entsprechenden Freiflächenanlage ist.

Nachdem die Förderberechtigung verbindlich einer bestimmten Freiflächenanlage zugeordnet ist, kann sowohl die Freiflächenanlage als auch die Gesellschaft, die zuvor Inhaberin der Förderberechtigung und Betreiberin der Anlage war, verkauft werden. Die bisherige Praxis der Projektentwickler, eine eigene Gesellschaft für das jeweilige Projekt zu gründen, ist daher im Grundsatz nicht beeinträchtigt. Die Zuordnung der Förderberechtigung und damit die Inbetriebnahme ist allerdings Voraussetzung, um ohne Verlust des Förderanspruchs veräußern zu können.

Erste Ausschreibungsrunde

Gebote für die erste Ausschreibungsrunde konnten ab dem Bekanntgabzeitpunkt – am 24. Februar 2015 – bis zum 15. April 2015 abgegeben werden. In diesem Zeitraum wurden 170 Gebote mit einem Volumen von insgesamt 715 Megawatt Peak (MW_p) eingereicht. Demnach war das Ausschreibungsvolumen von 150 MW_p in der ersten Runde mehr als vierfach überzeichnet, was noch immer auf einen lebendigen PV-Entwicklermarkt in Deutschland hinweist. Ein Nachrückverfahren war nicht erforderlich, da alle Teilnehmer ihre Zweitsicherheit ordnungsgemäß gestellt hatten.

Die gebotenen Förderhöhen lagen zwischen 8,48 ct/kWh und dem Höchstwert von 11,29 ct/kWh. Der höchste erfolgreiche Gebotswert lag dagegen bei 9,43 ct/kWh (Durchschnittswert folglich: 9,17 ct/kWh). Zwar liegt dieser Wert mehr als 2 Cent unter dem Höchstwert, dennoch ist er höher als der momentan für Freiflächenanlagen gültige anzulegende Wert von 8,98 ct/kWh (gültig seit 1. Juni 2015).

Die durchschnittliche Größe der bezuschlagten Anlagen lag laut BNetzA bei 6,3 MW_p (ungewichteter Mittelwert). Das ist allerdings nicht verwunderlich, da große Anlagen aufgrund diverser Skaleneffekte in der Regel auch mit geringeren spezifischen Kosten, einer ggf. günstigeren Finanzierung und somit niedrigeren Stromgestehungskosten aufwarten können als kleinere Anlagen. Dies wurde bereits im Vorfeld der ersten Ausschreibungsrunde von diversen Kritikern moniert, da hierdurch kleinere Akteure, wie z. B. Genossenschaften, benachteiligt werden und wurden.

Eine ausführliche Analyse der ersten Ausschreibungsrunde und ein Ausblick auf die zweite Runde finden Sie in unserer Juli-Ausgabe der E|nEws.

Fazit

Auch wenn die erste Ausschreibungsrunde nach Aussage der BNetzA und des BMWi erfolgreich war, ist die weitere Entwicklung der Förderung letztlich noch nicht konkret abzusehen.

Der Wechsel zum „Uniform Pricing“-Zuschlagsmodell ist eher positiv aus Sicht der großen Anlagen, welche somit taktisch mit geringeren Werten einen Zuschlag sichern, da Gebote der kleineren Anlagen aufgrund zu erwartenden höheren spezifischen Kosten den Maximalwert beim anzulegenden Wert erreichen dürften.

Generell hat sich die Bundesnetzagentur vorbehalten, den Inhalt der Ausschreibungen gegenüber der ursprünglichen Verordnung und damit die Bedingungen von Ausschreibungsrunde zu

Ausschreibungsrunde ändern. Es bleibt folglich abzuwarten, ob noch größere Änderungen bei der 3. Runde auf den Markt zukommen.

Aufgrund der Evaluierung der Pilotausschreibungen und des „Neustarts“ ist deshalb nicht nur für die Photovoltaik, sondern auch für andere Technologien ab dem Jahr 2018 noch ungewiss, wie sich die Förderung der Erneuerbaren Energien entwickeln wird, insbesondere wenn man versucht sich vorzustellen, wie das Ausschreibungsmodell bei Windprojekten funktionieren soll.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland
Heike Viole

Telefon: +49 (89) 9 28 78 03 60
E-Mail: heike.viole@roedl.com



Kai Imolauer

Telefon: +49 (911) 91 93 36 06
E-Mail: kai.imolauer@roedl.com



8 Strukturierte Ausschreibung der Direktvermarktung

von Heike Violen

Die Direktvermarktung ist seit der Novelle des EEG 2014 in der Regel die verpflichtend vorgegebene Vermarktungsform für Strom aus Erneuerbaren Energien. Aber auch für Bestandsanlagen kann sich der Wechsel in die Direktvermarktung lohnen.

Der Begriff der Direktvermarktung bezeichnet nach der Definition des EEG 2014 grundsätzlich die Veräußerung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas an Dritte. Davon ausgenommen ist lediglich Strom, der in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz (der allgemeinen Versorgung) geleitet wird. Diese „Arealversorgung“ ist im Rahmen des EEG 2014 nicht förderfähig. Neben der geförderten Direktvermarktung im sog. Marktprämienmodell kennt das EEG 2014 noch die sonstige Direktvermarktung ohne Inanspruchnahme der Marktprämie, die in der Regel jedoch keine wirtschaftlich interessante Option darstellt. Die Möglichkeit zur Direktvermarktung im Rahmen des sog. „Grünstromprivilegs“ besteht nach dem EEG 2014 aktuell nicht mehr, allerdings versuchen zahlreiche Ökostromanbieter derzeit die Implementierung des sogenannten „Grünstrom-Markt-Modells“ voranzutreiben. Hierüber ließe sich Ökostrom ohne Umweg direkt an Letztverbraucher vermarkten, ohne dass hieraus „Graustrom“ wird.

Die geförderte Direktvermarktung erfolgt regelmäßig dergestalt, dass der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom an ein Direktvermarktungsunternehmen verkauft, das wiederum den Strom in der Regel an der Strombörse EEX vermarktet und dafür vom Anlagenbetreiber ein Dienstleistungsentgelt erhält. Die Differenz zwischen dem an der Börse erreichten energieträgerspezifischen Monatsmarktwert und der EEG-Vergütung gleicht die vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber gezahlte Marktprämie aus, wobei es auch üblich ist, dass der Direktvermarkter die Marktprämienzahlung für den Anlagenbetreiber abwickelt. Da für direktvermarktete Anlagen ein gegenüber der Einspeisevergütung höherer anzulegender Wert in Ansatz gebracht wird, können über die Direktvermarktung im Vergleich zur Einspeisevergütung höhere Erlöse erzielt werden.

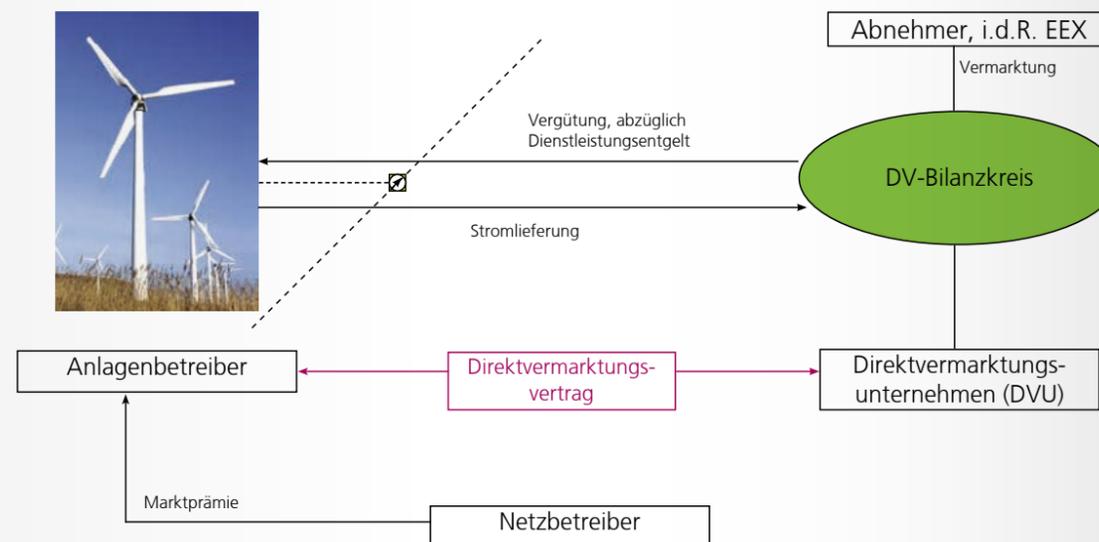


Abbildung 7: Leistungsbeziehungen im Direktvermarktungsvertrag

Je nach vertraglicher Gestaltung kann der Anlagenbetreiber an den Vermarktungschancen (und -risiken) des Direktvermarktungsunternehmens partizipieren. Zudem besteht die Möglichkeit, die Anlagen – auch neben der Direktvermarktung – am Regelenergiemarkt teilnehmen zu lassen, um dort weitere Erlöse zu erzielen. Voraussetzung ist seit dem EEG 2014 jedoch u. a. die verpflichtende Fernsteuerbarkeit der Anlagen, die ab dem 1. April 2015 auch für Bestandsanlagen gilt, wodurch zusätzliche Kosten entstehen.

Die Auswahl des zu der eigenen Vermarktungs- und Risikostrategie passenden Direktvermarktungsunternehmens fällt dabei nicht immer leicht. Empfehlenswert ist deshalb die Durchführung eines strukturierten Verfahrens, in dem unter Berücksichtigung der Anlagenspezifika und der gewünschten Angebotsparameter, z. B. Laufzeit und ob eine anteilige oder vollständige Direktvermarktung gewünscht ist, mehrere Ange-

bote am Markt eingeholt werden. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass der potenzielle Vertragspartner die im Falle eines Vertragsabschlusses zur Anwendung kommenden vertraglichen Regelungen vollständig zur Verfügung stellt, denn nicht selten finden sich in den Verträgen Klauseln, die ein auf den ersten Blick preislich gutes Angebot bei näherer Betrachtung der sonstigen Konditionen nicht mehr so attraktiv erscheinen lassen. Insbesondere die Regelungen zur Vergütung im Falle der Fernsteuerung, zur Stellung von Sicherheiten sowie zu Zahlungszielen, aber auch vertragliche Pflichten des Anlagenbetreibers, Haftungsregelungen und Sonderkündigungsrechte sind in die Bewertung des Angebotes einzubeziehen. Auch lohnt sich regelmäßig die Verhandlung der angebotenen Verträge. Oftmals führt allein das Bewusstsein eines Anbieters darüber, dass er sich im Wettbewerb mit anderen Direktvermarktungsunternehmen befindet, zu verbesserten Konditionen.

Fazit

Die geförderte Direktvermarktung bietet gegenüber der EEG-Einspeisevergütung zusätzliche Erlöschancen, die auch für Betreiber von Bestandsanlagen attraktiv sind. Mit der Durchführung eines strukturierten Angebotsverfahrens und einem Vergleich der Angebote unter wirtschaftlichen und rechtlichen Ge-

sichtspunkten können besonders gute Ergebnisse erzielt werden; somit lässt sich die Zielerrendite des Erzeugungsprojektes absichern.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland
Heike Viole

Telefon: +49 (89) 9 28 78 03 60
E-Mail: heike.viole@roedl.com

9 Fördermittelsysteme und aktuelle Änderungen

von Maria Ueltzen

Eine ganze Bandbreite an Fördermöglichkeiten auf Landes-, Bundes- und internationaler Ebene steht für die Realisierung von Erneuerbare-Energien-Projekten zur Verfügung. Der vorliegende Artikel gibt einen Überblick über aktuelle Programme und rechtliche Änderungen sowie einen Ausblick auf internationale Aktivitäten.

Aktuelle Programme auf Bundesebene

Die folgende Übersicht zeigt einen Auszug aktueller Programme des Bundes im Bereich der Erneuerbaren Energien.

1. Marktanreizprogramm (Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt)

Die Förderung im Marktanreizprogramm erfolgt auf Basis zweier Förderkomponenten:

- › Förderung von Kleinprojekten mittels direkter Zuschüsse über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)
- › Förderung von Großprojekten mittels zinsvergünstigter Darlehen in Verbindung mit Tilgungszuschüssen über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), Programm Erneuerbare Energien Premium

Zum 1. April 2015 wird die novellierte Förderrichtlinie mit erhöhten Fördersätzen in fast allen Fördersegmenten in Kraft treten. Förderfähig im Programmteil „Investitionszuschüsse“ sind Solarkollektoranlagen, Biomasseanlagen sowie Wärmepumpen. Im Programmteil „KfW Premium“ gehören Biomasseanlagen (auch KWK-Anlagen), Tiefengeothermieanlagen, Wärmepumpen, Solarkollektoranlagen, Wärmespeicher und Biogasleitungen zu den förderfähigen Komponenten. Die Antragsberechtigung wurde auf alle Unternehmen, unabhängig von ihrer Größe, ausgeweitet.

2. KfW-Programm Erneuerbare Energien Standard

Für Anlagentypen, die nicht über das Markt-anreizprogramm förderfähig sind, hält die KfW eine weitere Fördermöglichkeit bereit, die jedoch eine reine Kreditvariante ohne Tilgungszuschüsse darstellt. Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien lassen sich darüber finanzieren, wenn zumindest ein Teil des Stroms in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird.

3. KfW-Energieeffizienzprogramm

Zu den Energieeffizienzmaßnahmen, welche über das KfW-Programm grundsätzlich förderfähig sind, zählen beispielsweise Investitionen in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Blockheizkraftwerke sowie in Anlagen zur Wärmerückgewinnung und Abwärmee-nutzung. Voraussetzung für eine Förderung ist der Nachweis vordefinierter Energieeinsparungen.

4. Zuschuss für Mini-KWK-Anlagen

Seit dem 1. Januar 2015 gewährt das BAFA höhere Zuschüsse für Mini-KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 20 kW. Zusätzlich zur erhöhten Basisförderung wurden ein Wärmeeffizienzbonus und ein Strom-effizienzbonus eingeführt. Zuschussfähig sind die auf der BAFA-Liste der förderfähigen Mini-KWK-Anlagen gelisteten Anlagentypen. Die KWK-Anlage ist darüber hinaus in einem Bestandsgebäude zu errichten.

5. BMUB-Umweltinnovationsprogramm

Im Rahmen des Umweltinnovationsprogramms erfolgt die Förderung solcher großtechnischer Erstanwendungen von technologischen Verfahren und Verfahrenskombinationen in Deutschland, die Umweltbelastungen möglichst vermeiden oder vermindern. Für eine Förderung stehen zwei Alternativen zur Verfügung:

- › zinsverbilligter Kredit bis zu 70 Prozent der zuwendungsfähigen Kosten (Abwicklung über Hausbank)
- › Investitionszuschuss bis zu 30 Prozent der zuwendungsfähigen Kosten (Abwicklung über KfW).

6. IKK bzw. IKU – energetische Stadtsanierung – Quartiersversorgung

Finanziert werden u. a. Investitionen in die kommunale Wärmeversorgung im Quartier. Hierzu zählt beispielsweise die Förderung von wärmegeführten KWK-Anlagen auf Basis von Erdgas oder Biogas. Auch Wärmespeicher und Wärmenetze sind förderfähig. Die beiden Programme unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Antragsberechtigten: kommunale Gebietskörperschaften, Eigenbetriebe und Gemeindeverbände wie kommunale Zweckverbände auf der einen Seite bzw. Unternehmen mit mehrheitlich kommunalem Gesellschafterhintergrund sowie Unternehmen im Rahmen von PPP-Projekten auf der anderen Seite.

7. Erneuerbare Energien – Speicherförderung

Eine Förderung erfolgt mittels zinsgünstiger Kredite in Verbindung mit einem Tilgungszuschuss, wenn in Kombination mit einer Photovoltaikanlage auch ein Batteriespeicher installiert wird. Die Nachrüstung eines Speichers ist ebenfalls förderfähig, sofern die PV-Anlage nach dem 31. Dezember 2012 in Betrieb genommen wurde.

8. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

Eine Ausnahme von den oben dargestellten Fördermöglichkeiten, auf die es keinen gesetzlichen Anspruch gibt, stellt das KWKG dar. Neben einem möglichen Zuschlag auf in KWK-Anlagen erzeugten Strom regelt es die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärme- und Kältenetzen sowie von Wärme- und Kältespeichern. Eine Förderung erfolgt mittels direkter Zuschläge, die nachschüssig ausbezahlt werden. Anträge auf Förderung sind unmittelbar nach Inbetriebnahme bzw. spätestens bis zum 1. Juli des auf die Inbetriebnahme folgenden Kalenderjahres beim BAFA zu stellen.

Von der ersten Projektskizze bis zum Verwendungsnachweis

Die folgende Grafik gibt einen Überblick über die einzelnen Arbeitsschritte in zeitlicher Abfolge, beginnend mit der ersten Projektidee über den Förderantrag bis hin zum Nachweis der Mittelverwendung.

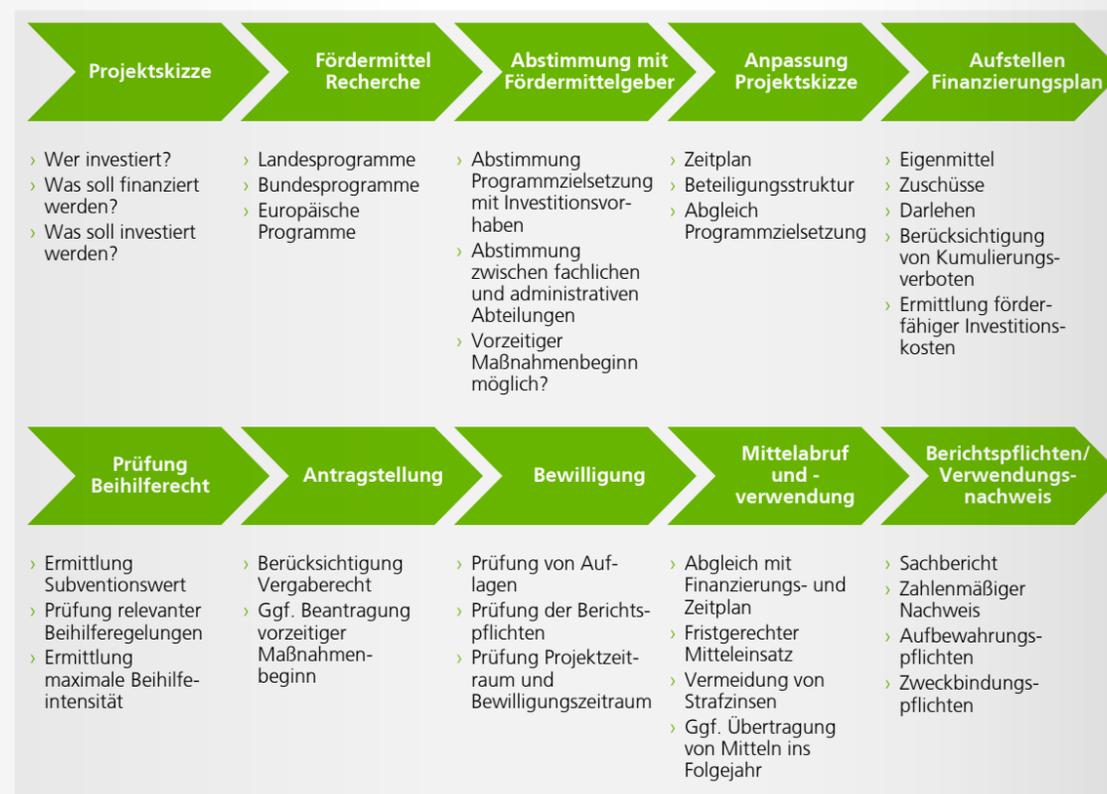


Abbildung 8: Ablaufüberblick

Aktuelle Änderungen

Seit Anfang des Jahres sind im EU-Beihilferecht einige Änderungen in Kraft getreten, die direkte Auswirkungen auf die Förderung, insbesondere im Rahmen von KfW-Programmen, haben:

1. Fristgerechte Beantragung von KfW-Krediten

Seit dem 1. Januar 2015 ist die KfW verpflichtet, die zum 1. Juli 2014 in Kraft getretene neue Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) anzuwenden. Grundsätzlich ist demnach für alle Kredite, die der AGVO unterliegen (z. B. KfW-Programm Erneuerbare Energien, KfW-Umweltprogramm, IKU-Kommunale Energieversorgung etc.), ein Beihilfeantrag vor Beginn des Vorhabens zu stellen. Alternativ besteht nun auch die Möglichkeit, die Beihilfe separat schriftlich bei der Hausbank zu beantragen. Nach vollständiger und fristgerechter Beantragung der Beihilfe kann mit dem Vorhaben begonnen werden. Mit dem Beihilfeantrag muss das Vorhaben so detailliert beschrieben werden, dass ihm der anschließende Kreditantrag eindeutig zugeordnet werden kann. Für eine Förderung gilt dann unverändert die Voraussetzung, dass der Kreditantrag innerhalb von drei Monaten nach Beginn des Vorhabens bei der KfW eingehen muss. Sollte er später eingehen, darf das Vorhaben zum Eingangszeitpunkt i. d. R. zu weniger als 50 Prozent realisiert sein.

2. Eingeschränkte Förderfähigkeit von EEG-Anlagen

Die Genehmigungsentscheidung der Europäischen Kommission zum EEG 2014 beinhaltet die Auflage, dass die auf Grundlage des EEG an Stromerzeuger gezahlten Fördermittel nicht mit anderen Beihilfen für dieselben förderfähigen Kosten kumuliert werden können. Im KfW-Energieeffizienzprogramm sind demnach KWK-Anlagen, die eine EEG-Vergütung erhalten, nur noch mit einem beihilfefreien Zinssatz förderfähig. Im KfW-Programm Erneuerbare Energien ist eine Förderung von KWK-Projekten nur dann möglich, wenn sich entweder die gesamten Investitionskosten ausschließlich auf die Wärmeproduktion beziehen (Strom als reines „Abfallprodukt“) oder die Investitionskosten klar zwischen Wärme- und Stromerzeugung differenziert werden können.

Internationales Umfeld

Im internationalen Kontext stehen neben den bekannten Systemen von Feed-in-Tarifen oder Ausschreibungsmodellen weitere regional begrenzte bzw. technologiebezogene Fördermodelle zur Verfügung.

Zu nennen ist hier beispielsweise das Get-Fit-Programm in Uganda, das einen weiteren Zuschlag on-top auf die nationale Einspeisevergütung gewährt. Darüber hinaus werden Offtaker-Risiken über eine Weltbank-Fazilität abgesichert und damit Investitionsrisiken abgemildert. Das Programm befindet sich aktuell in der Evaluierungsphase.

Rödl & Partner

Ein Förderprogramm, das sowohl bei der öffentlichen als auch bei der privaten Projektentwicklung für die Region Ostafrika auf große Resonanz stößt, ist das Marktanzreizprogramm „Geothermal Risk Mitigation Facility“ (GRMF)⁹. GRMF wurde von der KfW Entwicklungsbank gemeinsam mit der Kommission der Afrikanischen Union (AUC) geschaffen und wird von Rödl & Partner in Kooperation mit dem isländischen Ingenieurbüro Mannvit als Fundmanager verwaltet. Zielsetzung ist es, für Tiefengeothermieprojekte in Ostafrika Investitionsanreize mittels direkter Investitionszuschüsse für Oberflächenstudien und Explorationsbohrungen zu schaffen.

Noch in der Umsetzung befindet sich derzeit ein weiteres Förderprogramm für die Tiefengeothermie. Die KfW Entwicklungsbank hat in Kooperation mit der „Corporación Andina de Fomento“ (CAF) die Entwicklung einer Geothermal De-

velopment Facility (GDF) für die gesamte Region Lateinamerika beauftragt. Die Konzepterstellung übernahmen Rödl & Partner, Geothermie Neubrandenburg GmbH und die chilenische Anwaltskanzlei Bofill Mir & Álvarez Jana. Abweichend vom GRMF-Konzept erfolgt die Förderung in diesem Fall über bedingte Zuschüsse, d.h., ein Teil der Förderung muss zurückbezahlt werden, falls sich das Projekt als erfolgreich herausstellt. Mit den rückfließenden Geldern erfolgreicher Projekte können somit weitere Explorationsprojekte gefördert werden.

Gerne stehen wir als Ansprechpartner für die Fördermittelakquise, aber auch für die Entwicklung und Überarbeitung neuer Fördermechanismen zur Verfügung.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland
Maria Ueltzen

Telefon: +49 (911) 91 93 36 14
E-Mail: maria.uelzten@roedl.com



V Erneuerbare Energien international

Wachstum über Ländergrenzen hinweg – das gilt auch für die Branche der Erneuerbaren Energien. Jedoch unabhängig, ob für Unternehmer oder Investoren: Die immer neuen Regularien der einzelnen Länder erzeugen einen schier undurchsichtigen Dschungel an Förderanträgen und rechtlichen Rahmenbedingungen, in dem die Orientierung gewahrt werden sollte. Rödl & Partner mitsamt seinen zahlreichen ausländischen Niederlassungen hilft Ihnen, in diesem Dschungel den Durchblick zu bewahren, und informiert Sie über die aktuellsten länderspezifischen Gegebenheiten der EE-Branche.

Auf www.roedl.de finden Sie weitere Informationen zum
» Themenspecial Erneuerbare Energien international



1 Die französische Energiewende ist im Gang!

von Nicola Lohrey und Alexa Zimmer

Es ist so weit! Das Energiewendegesetz für grünes Wachstum („Loi sur la transition énergétique pour la croissance verte“) vom 17. August 2015 ist am 19. August 2015 in Kraft getreten! Das Gesetz, dessen Bearbeitung mehr als drei Jahre beanspruchte, stellt eines der wichtigsten Gesetze der Amtsperiode des amtierenden Präsidenten François Hollande dar.

Das Energiewendegesetz – allgemeine Zielsetzungen

Ziel des Gesetzes soll insbesondere die Reduzierung der energiepolitischen Abhängigkeiten durch einen besseren Energiemix mittels eines verstärkten Einsatzes von Erneuerbaren Energien sein.¹⁰

Insbesondere was den Anteil der Erneuerbaren Energien am Energiemix betrifft, der 2013 14,2 Prozent¹¹ betrug, ist eine Anhebung auf mindestens 32 Prozent bis 2030 vorgesehen.¹²

Im Vergleich hierzu fällt ein aktueller Bericht der ADEME („Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie“, „Agentur für Umwelt und Energiewirtschaft“, eine vom Staat finanzierte öffentliche Einrichtung, deren Arbeit von den französischen Ministerien überwacht wird) noch optimistischer aus.¹³ Der Bericht zeigt in der Tat Möglichkeiten auf, wie eine Stromproduktion in Frankreich im Jahr 2050 zu 100 Prozent aus Erneuerbaren Energien machbar wäre.

Die Regierung stellt hingegen auf einen Anteil von 40 Prozent Erneuerbare Energien im Jahr 2050 ab.

Schrittweiser Übergang zu einem Direktvermarktungsmodell: Koexistenz von zwei Vergütungsmechanismen

Das Gesetz vom 17. August zielt darauf ab, den derzeitigen Fördermechanismus (garantierte Einspeisevergütung) in der Zukunft schrittweise durch ein Direktvermarktungsmodell mit einer gleitenden Marktprämie („complément de rémunération“) zu ersetzen. Konkret bedeutet dies, dass die von der Direktvermarktung betroffenen Anlagenbetreiber den Strom direkt auf dem Strommarkt verkaufen und zusätzlich zu diesen Einnahmen eine gleitende Marktprämie erhalten. Durch die gleitende Marktprämie soll der durch den Stromverkauf erzielte Marktpreis aufgestockt werden.

Für die EE-Branche stellt dies selbstverständlich eine große Umstellung und Herausforderung dar. Problematisch ist außerdem der angekündigte Terminkalender, da die gleitende Marktprämie für Neuanlagen in bestimmten EE-Branchen schon am 1. Januar 2016 in Kraft treten soll. Allerdings steht noch eine Reihe von Erlassen und Verordnungen zur Umsetzung des Gesetzes aus. Die EE-Branche wartet somit ungeduldig auf nähere Erläuterungen.¹⁴

In diesem Rahmen hat das französische Umweltministerium im September 2015 nun einen Entwurf einer Verordnung zur Umsetzung des Gesetzes veröffentlicht und eine Befragung und Diskussion mit den betroffenen Akteuren eingeleitet.

Im Einzelnen sieht dieser Entwurf die Koexistenz von zwei Vergütungsmechanismen vor:

- › einerseits eine gleitende Marktprämie („complément de rémunération“),
- › und andererseits einen festen Einspeisetarif („tarif d'achat fixe“).

Der Verordnungsentwurf sieht vor, welche EE-Anlagen genau ab nächstem Jahr ihren Strom unmittelbar vermarkten müssen. Die verpflichtende Umstellung ab dem 1. Januar 2016 auf ein Direktvermarktungsmodell soll zunächst nur für große EE-Anlagen mit ausgereifter Technologie Anwendung finden.

Die gleitende Marktprämie („complément de rémunération“)

Die gleitende Marktprämie kann auf zwei Wegen erteilt werden:

- › entweder durch einen direkten Abnahmevertrag (über das sog. „guichet ouvert“-Verfahren) oder

- › im Anschluss an ein öffentliches Ausschreibungsverfahren („appel d'offres“).

Windanlagen und kleine PV-Anlagen zunächst von der zwangsweisen Direktvermarktung ausgeschlossen

Von der zwangsweisen Umstellung vom Einspeisevergütungssystem auf das Direktvermarktungssystem sind Windenergieanlagen zunächst ausgeschlossen. Diese Anlagen werden weiterhin Anspruch auf den festen Einspeisetarif haben. Laut der amtierenden Umweltministerin Ségolène Royal wird dies noch mindestens bis 2018 der Fall sein. Auch PV-Anlagen unter 100 kW haben weiterhin Anspruch auf einen Einspeisetarif.

Lockerung einschränkender Verwaltungsregeln

Das Energiewendegesetz und der Verordnungsentwurf enthalten außerdem einige Bestimmungen im Sinne einer Verringerung verwaltungsrechtlicher Hürden.

So sind zahlreiche Bestimmungen, die im vom Senat verabschiedeten Gesetzentwurf enthalten waren und die sehr schädlich für die Windbranche gewesen wären, im endgültigen Gesetzestext verschwunden, darunter die Verlängerung des Mindestabstands zwischen einer Windenergieanlage und Wohnhäusern. Die Senatoren hatten vorgesehen, den Mindestabstand von 500 auf 1.000 Meter zu erhöhen.

Aus der Prüfung des französischen nationalen Instituts für geografische und forstbezogene Informationen („Institut national de l'information géographique et forestière“) im Februar 2015 zur „Berechnung von Gebietsbegrenzungen für die Errichtung von Windenergieanlagen“, die am 14. April 2015 veröffentlicht wurde,

hatte sich ergeben, dass dies katastrophale Konsequenzen auf das Flächenpotenzial und somit auf die Windbranche gehabt hätte. Bei Anwendung der 1.000-Meter-Regel wären weitaus weniger potenzielle Flächen im Rahmen der zu berücksichtigenden Flächenbestimmung auszuweisen gewesen.

Letztendlich ist die 500-Meter-Regel aufrechterhalten geblieben. Allerdings sind auf Grundlage der Umweltverträglichkeitsstudie orts- und projektbezogene Anpassungen dieser Regel möglich.

Weiterhin sieht das Energiewendegesetz eine Vereinfachung des Verwaltungsverfahrens bei manchen EE-Projekten vor. Bereits 2014 war der Versuch eines konzentrierten Genehmigungsverfahrens für Windenergieanlagen als klassifizierte Anlagen gestartet worden. Durch dieses konzentrierte Verfahren erhält der Antragsteller eine einzige Genehmigung, die alle für das Projekt notwendigen Genehmigungen enthält, insbesondere die Baugenehmigung und die Genehmigung für klassifizierte Anlagen. Artikel 145 des Energiewendegesetzes weitet dieses konzentrierte Genehmigungsverfahren nun landesweit aus.

Dies soll zu einer Verminderung der Verwaltungskosten, einer Vereinfachung der notwendigen Vorstudien und einer Verkürzung der Fristen führen.

Daneben enthält der Verordnungsentwurf den Vorschlag, das CODOA („Certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat“) aufzuheben. Der Erhalt des CODOAs war bisher eine unverzichtbare Bedingung in den meisten EE-Branchen, um einen Anspruch auf Abschluss eines Vertrags zum gesetzlichen Einspeisetarif zu haben.

Bürgereinbindung durch finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten

Das Energiewendegesetz führt die Möglichkeit der Durchführung von Projekten mit Bürgerbeteiligung ein. Konkret werden Aktiengesellschaften, deren Ziel die Produktion von Erneuerbaren Energien ist, Gesellschaftsanteile an Bürger (oder Gebietskörperschaften) abtreten können. Dieser Fördermechanismus stellt – wie in Deutschland festzustellen ist – durchaus ein geeignetes Mittel dar, um den Anteil der Erneuerbaren Energien zu erhöhen.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Frankreich
Nicola Lohrey

Telefon: +33 (1) 56 92 31 25
E-Mail: nicola.lohrey@roedl-avocats.fr



Rödl & Partner Frankreich
Alexa Zimmer

Telefon: +33 (1) 56 92 39 17
E-Mail: alexa.zimmer@roedl-avocats.fr



2 Entwurf der neuen Förderregeln für EE-Anlagen in Italien

von Gennaro Sposato

Nach dem Wegfall der Conto-Energia-Förderungen müssen sich Photovoltaik-Unternehmen in Italien nun mit den Regeln des Marktes messen. Andere Erneuerbare-Energien-Projekte können weiterhin eine Förderung beziehen, wie ein jüngst angekündigtes Dekret bestätigt. Zusätzlich bietet der italienische Markt neue Impulse bei Speichersystemen und Eigenverbrauch, während Betreiber von PV-Anlagen von der GSE neu erlassene Richtlinien zum Austausch von Komponenten beachten müssen. Eine kurze Übersicht.

Entgegen dem allgemeinen Trend, Fördermittel für Erneuerbare-Energien-Anlagen abzuschaffen, um für eine Marktentwicklung in Richtung Grid Parity zu sorgen, hat die italienische Regierung per Erlass eines neuen Dekrets die (auf Basis des Ministerialdekrets vom 6. Juli 2012; des sog. „Decreto Rinnovabili“) bereits bestehende Förderung für alle EE-Anlagen (ausgenommen Photovoltaik) bestätigt, wenn auch mit einer Verringerung der bisher vorgesehenen Tarife. Wie vor wenigen Wochen während einer Anhörung im Senat von der zuständigen Wirtschaftsministerin Federica Guidi angekündigt, steht die Verabschiedung des neuen Dekrets unmittelbar bevor. Der entsprechende Arbeitsentwurf liegt dem Ministerium für Umwelt und Agrarwirtschaft bereits vor und bietet schon heute Einblicke in die Maßnahmen, mit denen die italienische Regierung die weitere Entwicklung der Erneuerbaren Energien voranbringen möchte.

Das aktuell noch gültige Decreto Rinnovabili vom 6. Juli 2012 sieht vor, dass die Förderung bei Erreichen der Obergrenze von 5,8 Milliarden Euro jährlichen Förderkosten abgebrochen wird. Der gegenwärtig vorliegende Entwurf des neuen Dekrets bestätigt die Deckelung mit der Maßgabe, dass die Förderung in jedem Fall spätestens zum 1. Dezember 2016 entfallen wird. Bis zu diesem Datum – oder bis zu dem Tag, an dem das verfügbare Förderlimit erreicht wird, sofern dieser Umstand früher eintritt – ist es somit möglich, für neue EE-Anlagen (außer Photovoltaik) eine Förderung zu erhalten. Ab 2017 soll – laut Ministerin Guidi – für Neuanlagen ein neues Fördersystem in Kraft treten, in dem die italienische Regierung u. a. die EU-rechtlichen Vorgaben bezüglich der Vergabemöglichkeit von Staatshilfen berücksichtigen will.

Zum 28. Mai 2015 verbuchte der GSE-Zähler, der die bereits in Anspruch genommenen jährlichen Fördermittel misst, einen Betrag in Höhe von 5,705 Milliarden Euro, womit die vom Dekret festgelegte Obergrenze beinahe erreicht ist. Allerdings steht zu erwarten, dass manche der in den Vorjahren zugesagten Fördertarife wieder frei werden, da z. B. bei einigen Anlagen die Förderlaufzeit ausläuft oder in Planung befindliche Anlagen, die eine Förderzusage erhalten haben, schlussendlich nicht mehr realisiert wurden. Analysten schätzen, dass aufgrund dessen bis Ende 2015 noch weitere 150 Millionen Euro frei werden und Gleiches auch für 2016 zu erwarten ist. Summiert man die noch verfügbaren und die wieder frei werdenden Mittel, verbleibt ein Förderbetrag von ca. 400 Millionen Euro, der einer noch zu installierenden Leistung von rund 1.500 MW für die Jahre 2015 und 2016 entsprechen dürfte.

Das neue Dekret bestätigt auch die Modalitäten, um eine Förderung für EE-Anlagen beantragen zu können. Je nachdem, ob deren Leistung unter oder über 5 MW liegt, werden die verfügbaren Fördermittel über das bereits bekannte Registerverfahren oder über entsprechende Bieterverfahren vergeben. Kleine Anlagen (wie zum Beispiel Mini-Windkraftwerke bis zu 60 kW, Biomasseanlagen bis zu 200 kW und Biogasanlagen bis zu 100 kW) genießen einen direkten Zugang zur Förderung.

Sowohl für das Register- als auch für das Bieterverfahren ist geplant, dass die zuständige Behörde „Gestore dei Servizi Energetici“ (GSE) zum 30. Oktober 2015 und zum 30. März 2016 die entsprechenden Ausschreibungen veröffentlichen wird.

Im Registerverfahren sind für die einzelnen Technologien folgende Kontingente vorgesehen:

Onshore-Windkraft	60 MW
Wasserkraft	80 MW
Geothermie	20 MW
Biomasse und Biogas	112 MW
Meereskraftanlagen	6 MW
Solarthermie	10 MW

Tabelle 4: Kontingente im Registerverfahren

Im Bieterverfahren sind für die einzelnen Technologien folgende Kontingente vorgesehen:

Onshore-Windkraft	700 MW
Solarthermie	110 MW

Tabelle 5: Kontingente im Bieterverfahren

Für Erneuerungen von EE-Anlagen werden die Fördermittel über das Registerverfahren vergeben, unter Berücksichtigung folgender Kontingente:

Onshore-Windkraft	40 MW
Wasserkraft	30 MW
Geothermie	20 MW
Biomasse und Biogas	50 MW

Tabelle 6: Kontingente für Fördermittel

Hinsichtlich der Höhe der Fördertarife sieht der aktuelle Entwurf des neuen Decreto Rinnovabili eine Verringerung gegenüber den Fördertarifen des Dekrets vom 6. Juli 2012 vor, die je nach Technologie und Leistung voraussichtlich zwischen ca. 10 Prozent und 30 Prozent liegen wird. Bei allen obigen Angaben ist unbedingt zu beachten, dass es sich bei der derzeit in Umlauf befindlichen Fassung des neuen Decreto Rinnovabili lediglich um einen Entwurf handelt und somit noch Änderungen und Anpassungen möglich sind.

Die Entscheidung der Regierung Renzi, die Förderung von EE-Anlagen (PV ausgenommen) weiterzuführen, ist positiv zu werten. Mit dem vorliegenden Entwurf des Dekrets wird eine stabile Übergangsregelung für die Jahre 2015 und 2016 geschaffen – in Erwartung der anschließend neu zu erlassenden Normen. Leider konnte man sich nicht dazu durchringen, auch die Höhe der bis dato vorgesehenen Fördertarife zu bestätigen, wobei aber die Hoffnung besteht, dass in der amtlichen Fassung am Ende der Unterschied geringer ausfallen wird als gegenwärtig vorgesehen.

Abgesehen von den bereits bekannten Fördersystemen für Erneuerbare-Energien-Anlagen entwickeln sich auch in weiteren Bereichen der Green Economy Italiens interessante Märkte. Dies trifft unter anderem auch auf Speichersysteme zu, die immer stärker in den Blickwinkel von Unternehmen der EE-Branche geraten. Ursache dafür sind sicherlich sinkende Materialkosten, aber auch und insbesondere die Verabschiedung neuer Vorgaben, die den regulatorischen Rahmen für die Nutzung von Speichersystemen vervollständigt haben.

Ende letzten Jahres veröffentlichten die Behörde für Gas, Wasser und Energie (AEEGSI) sowie das italienische elektrotechnische Komitee (CEI) wichtige Regularien über den Anschluss von Speichersystemen an das Stromnetz und die Bedingungen für den Bezug der Netzdienstleistungen (Einspeisung und Messung der Stromenergie etc.), aber auch über die Zertifizierungen, die ein Betreiber von Speichersystemen als Nachweis dafür erbringen muss, dass die genutzten Systeme auch tatsächlich den regulatorischen Vorgaben entsprechen.

Die Entscheidungen der AEEGSI Nr. 574/2014/R/eel sowie Nr. 642/2014/R/eel

und die damit verbundenen neuen Fassungen der CEI-Regelungen 0–16 und 0–21 ermöglichen es, Speichersysteme sowohl in noch zu realisierende Anlagen als auch in Bestandsanlagen zu integrieren, um auf diesem Wege den Eigenverbrauch zu nutzen. Je nachdem, ob das Speichersystem an Tief- oder an Mittelspannung angeschlossen wird, sehen die neuen Regularien bestimmte Zertifizierungen vor, die der Lieferant der Speichersysteme zu erbringen hat, sowie entsprechende Termine, ab denen die Zertifizierungspflichten gelten. Für den Bezug bereits anerkannter Fördertarife ist es notwendig, Messsysteme zu installieren, die eine genaue Quantifizierung der von einer Anlage produzierten und in das Netz eingespeisten Stromenergie einerseits bzw. der vom Speicher absorbierten und in das Netz eingespeisten Stromenergie andererseits ermöglichen.

Der Betreiber einer PV-Anlage erhält mit der Installation eines Speichersystems die Möglichkeit, die Nutzung der Anlage weiter zu optimieren – auch in Verbindung mit der Nutzung des Net-Meterings (scambio sul posto) – und den wirtschaftlichen Nutzen zu erhöhen, was eine Investition in ein solches Speichersystem sicherlich rechtfertigt. Daraus könnten sich interessante neue Marktsegmente auch für deutsche Unternehmen ergeben.

Last, but not least sei auf die jüngst von der GSE verabschiedeten Leitlinien verwiesen, die ein Betreiber von PV-Anlagen beim Austausch von Komponenten beachten muss, um den Bezug der Fördertarife nicht zu gefährden. Am 1. Mai 2015 hat die GSE die neuen Leitlinien mit dem Titel „Regole per il Mantenimento degli Incentivi in Conto Energia“ (Regelungen für den Bezug der Conto-Energia-Regelungen) veröffentlicht. Sie regeln im Detail die Mitteilungspflichten, die einzuhalten sind, wenn man Komponen-

ten einer PV-Anlage auszutauschen beabsichtigt oder andere Änderungen vornehmen möchte. Die mitteilungsrechtlichen Änderungen können sowohl technische Aspekte (z. B. Austausch von Komponenten) als auch rechtliche Aspekte (Änderung des Eigentümers etc.) als auch wirtschaftliche oder verwaltungsrechtliche Aspekte der Anlagen betreffen.

Änderungen, die unter die GSE-Leitlinien fallen, müssen der GSE mitgeteilt werden, damit die Behörde prüfen kann, ob die Änderungen weiterhin eine Förderung der PV-Anlage rechtfertigen.

Eines der Ziele der neuen Regelungen ist es zu verhindern, dass die jährlich veranschlagten maximalen Förderkosten von 6,7 Milliarden Euro, die der Staat derzeit für die Förderung der Photovoltaik aufbringt, nicht überschritten werden durch Maßnahmen, die zu einer Produktivitätserhöhung von Bestandsanlagen führen. Aus diesem Grunde sehen die neuen Regelungen vor, dass bei einer Erhöhung der Anlagenproduktivität (z.B. durch Installation leistungsstärkerer Komponenten) nur eine bestimmte Menge der zusätzlich produzierten Stromenergie gefördert wird. Der Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage durch Optimierungsmaßnahmen zu erhöhen, sind mit diesen Regelungen Grenzen gesetzt.

Da bei Nichtbeachtung der neuen GSE-Leitlinien der Entzug der bereits anerkannten Fördertarife droht, ist es äußerst wichtig, die Leitlinien genauestens zu prüfen, bevor Investoren Änderungen an ihren PV-Anlagen vornehmen. Ebenso ist es beim Kauf von PV-Bestandsanlagen wichtig, eventuell bereits durchgeführte Maßnahmen sehr sorgfältig im Zuge der Due Diligence zu prüfen, um sicherzustellen, dass alle Änderungen mit den neuen Regelungen konform sind bzw. alle Mitteilungspflichten eingehalten wurden.

Zu beachten ist, dass die neuen Leitlinien auf harsche Kritik der PV-Anlagenbetreiber und der jeweiligen Interessenverbände gestoßen sind. Die GSE hat daraufhin angekündigt, einen „technischen Diskussionstisch“ einberufen zu wollen, um die Regelungen zu überarbeiten. Es ist somit zu erwarten, dass in Kürze eine neue Fassung der Regelungen verfügbar sein wird.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Italien
Gennaro Sposato

Telefon: +39 (06) 96 70 12 70
E-Mail: gennaro.sposato@roedl.it

3 Erneuerbare Energien in Spanien

von Christoph Himmelskamp

Einer der größten europäischen Erneuerbare-Energien-Märkte hat durch das im Jahr 2012 erfolgte Moratorium einen beispiellosen Investitionsstopp erlitten. Die rückwirkenden Tarfkürzungen haben zudem das Vertrauen der Märkte in die Rechtssicherheit Spaniens erschüttert, wovon sich das Land nur langsam erholt. Seitdem die spanische Regierung verkündet hat, einen „Strafzuschlag“ auf eigenverbrauchten Strom erheben zu wollen, stagniert der Bestand an Eigenverbrauchsanlagen.

Politische Lage

Seit 2009 verfolgt die spanische Regierung eine Energiepolitik im Sinne der Nachhaltigkeit: Estrategía de Economía Sostenible. Den Fokus richtet das für Spaniens Energiepolitik zuständige Ministerium für Industrie, Energie und Tourismus vor allem auf die Erneuerbaren Energien sowie auf Fragen der Energieeffizienz und der Energieeinsparung. Den Ausbau der Erneuerbare-Energien-Branche förderte der Staat vor allem mit hohen Subventionen: Allein in den Jahren von 2005 bis 2013 stiegen die jährlichen Zuschüsse um über 800 Prozent auf einen Gesamtbetrag von 50,3 Mrd. Euro¹⁵ zwischen 1998 und 2013. Problematisch an diesen staatlich zugesagten, z. T. großzügigen Subventionszahlungen war, dass deren Umlagenfinanzierung vonseiten der Endverbraucher nicht konsequent umgesetzt wurde und schlussendlich der Staatshaushalt für das sog. Tarifdefizit haftete.

Vor diesem Hintergrund und im Zusammenhang mit der aktuellen Wirtschaftskrise stand die spanische Regierung vor der Verabschiedung einer Reihe neuer Gesetze, um Investitionen innerhalb der Erneuerbare-Energien-Branche neu zu regeln. So genehmigte das spanische Parlament 2013 ein Gesetz zur Kürzung der Subventionen für alternative Energien sowie für die Erhebung von Steuern auf erneuerbare Energieerzeugnisse. Anfang Juni 2014 billigte die Regierung den Erlass eines Gesetzes, das laut Ministerium für Industrie, Energie und Tourismus allein für das Jahr 2014 Prämienkürzungen im EE-Sektor in Höhe von 1,37 Mrd. Euro vorsah¹⁶. Diese Entwicklung ließ insgesamt einen Rückzug der spanischen Regierung aus ihrer bisher großzügigen Subventionspolitik erkennen und führte in der Folge zur Verunsicherung inländischer und vor allem ausländischer Investoren.

Dennoch wird eine Energiepolitik im Sinne der Nachhaltigkeit und damit im Sinne der Erneuerbaren Energien für Spanien interessant bleiben, was unter anderem an der geringen Zahl fossiler Energieressourcen und der damit verbundenen Abhängigkeit von Energieimporten liegen mag. Im März 2015 stammten 47 Prozent des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen, wobei Windenergie mit 22,5 Prozent führend war.

Fördersysteme für Altanlagen

Die Feed-in-Tarife (FiT) wurden per RDL 9/2013 für alle EE- und KWK-Anlagen mit Wirkung ab dem 13. Juli 2013 abgeschafft. An deren Stelle tritt eine Zuzahlung, die der Erzeuger von der CNMC (Comision Nacional de los Mercados y la Competencia) zuzüglich zum Marktpreis für den erzeugten Strom erhalten wird, um die anfänglichen Investitionen zu decken, die eine „effiziente und gut geleitete“ Gesellschaft mit dem Verkauf des Stroms während der Betriebslaufzeit nicht hereinholen würde.

Das neue Vergütungssystem soll einen Wettbewerb zwischen den verschiedenen Energieerzeugern ermöglichen, wobei eine Standardanlage eine vernünftige Rentabilität zugesichert bekommt, ohne dass der gesetzlich festgelegte Rahmen überschritten werden darf. Bestimmte Investitionen, die in einem festgelegten Zeitraum erfolgen müssen, dürfen ausnahmsweise erhöhte Zuschüsse erhalten, wenn sie zu einer nennenswerten Reduzierung der Systemkosten auf den Inseln oder dem Festland Spaniens beitragen.

Als „vernünftige Rentabilität“ gilt eine Anlagenrentabilität vor Steuern, die den spanischen 10-jährigen Staatsanleihen auf dem Sekundärmarkt zuzüglich eines Spreads entspricht. Der Spread beträgt für Anlagen, die zum 13. Juli 2013 Anspruch auf einen

Tarif hatten, 300 Basispunkte (ca. 7,5 Prozent). Die Parameter der Vergütungen können alle sechs Jahre überprüft werden, d. h., die nächste Prüfung der Rendite wird im Jahre 2019 stattfinden. Sollten die 10-jährigen Staatsanleihen dann unter 4,5 Prozent liegen (zurzeit 1,5 Prozent), kann die spanische Regierung die Rentabilität entsprechend nach unten anpassen.

Weitere Förderungen sind derzeit nicht vorgesehen. Insbesondere Steuervorteile für Erneuerbare-Energien-Anlagen sind bereits seit Jahren ausgelaufen und werden wohl auch keine Neuauflage erfahren.

Investitionsmöglichkeiten

Die relative Rechtssicherheit bei den Altanlagen hat dazu geführt, dass der Sekundärmarkt (secondary market) nach Jahren der Unsicherheit wieder eine gewisse Stärke erlangt hat und Anlagen aller Größen von nationalen und internationalen Investoren gekauft werden. Gesucht sind nicht nur „Schnäppchen“ aus Insolvenzen oder Notverkäufen, sondern auch großkalibrige, sehr gut performende Anlagen.

Eigenverbrauch

Die Stromerzeugung für den Eigenverbrauch erfährt in Spanien keine Förderung – im Gegenteil: Die spanische Regierung hat im Juli 2013 einen Gesetzentwurf für eine Zusatzabgabe („Peaje de respaldo“) veröffentlicht, mit der sie die Erzeugung von eigen verbrauchtem Strom „bestraft“. Aktuell enthält die Stromrechnung zwei Arten der „Peaje“-Netzentgelte: die „Peaje de Potencia“, also den Grundpreis, und die „Peaje de Energia“, also die verbrauchsabhängigen Netzentgelte. Die Zusatzabgabe für die „Peaje de Energia“ liegt etwa 27 Prozent über den Netzkosten, die für fremd erzeugten Strom zu zahlen sind. Zudem erhält der

Betreiber einer Eigenverbrauchsanlage für eingespeisten Strom keine Vergütung.

Im Juni 2015 soll die spanische Regierung neuesten Gerüchten zufolge ein Gesetz erlassen, wonach die Zusatzabgabe für den Eigenverbrauch deutlich geringer ausfallen soll, sodass es für bestimmte Verbrauchergruppen – Klein- bis mittleres Gewerbe – möglicherweise wieder interessant werden könnte, den Strom zum Eigenverbrauch zu produzieren. Dann könnten ggf. die in Deutschland bekannten Direktvermarktungsmodelle oder das Anlagenleasing auch in Spanien zur Anwendung kommen.

Richtig interessant wäre eine autarke Versorgung mit einer ausreichend dimensionierten PV-Anlage, gekoppelt mit einem Speichermedium. Diese ökologisch und wirtschaftlich spannende Variante trifft auch den Nerv der Gesellschaft: Die Spanier sind der politischen und wirtschaftlichen Kaste überdrüssig und wollen einen anderen Weg gehen, sowohl politisch als auch wirtschaftlich.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Spanien
Christoph Himmelskamp

Telefon: +34 (93) 2 38 39 70
E-Mail: christoph.himmelskamp@roedl.es



4 Polen: Netzanschluss von EE-Anlagen im neuen rechtlichen Umfeld

von Piotr Mrowiec

Das am 4. Mai 2015 in Kraft getretene Gesetz über erneuerbare Energiequellen brachte nicht nur eine wesentliche Wende im Hinblick auf die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen, sondern soll auch den Netzanschluss erleichtern.

Eine der größten Hürden für Investitionen in Erneuerbare Energien in Polen ist der komplizierte Anschluss an das Elektrizitätsversorgungsnetz. Aufgrund der relativ umfangreichen Investitionen der vergangenen Jahre, vor allem in Windkraftanlagen, ist es in vielen Gegenden Polens nahezu unmöglich, einen Netzanschluss für sein Vorhaben zu erhalten. Doch selbst wenn eine Anschlussmöglichkeit objektiv vorhanden ist, versuchen die Netzbetreiber, die Gesamtkosten für den Anschluss der Anlagen auf den Investor abzuwälzen, wodurch die Investition in vielen Fällen unrentabel wird. Die bei der Verabschiedung des Gesetzes über erneuerbare Energiequellen vorgenommene Novellierung des Energierechts soll nun den Anschluss an das Stromnetz insbesondere für EE-Anlagen erleichtern und das Verfahren transparenter machen.

Bisher hatte jeder Investor denselben Anspruch auf einen Netzanschluss, sofern Letzterer für den Netzbetreiber technisch und wirtschaftlich zumutbar war. Der Anschluss

erfolgte schlicht nach dem „First come, first served“-Prinzip. Die Novellierung räumt nun den Erzeugungsanlagen, die den Strom aus erneuerbaren Energiequellen gewinnen, ein Vorrecht vor konventionellen Erzeugungsanlagen ein, sie sollen aber auch vor normalen Stromkunden angeschlossen werden.

Wie bisher auch, müssen bestimmte technische und wirtschaftliche Bedingungen erfüllt sein, um eine Anlage anzuschließen. Während aber die Anschlussanträge bislang mit einer lapidaren Begründung abgewiesen werden konnten, erlegt der im Rahmen der Gesetzesnovelle neu hinzugekommene Artikel 7 des Energierechts dem Netzbetreiber zusätzliche Pflichten auf, sollte er einen Anschluss aufgrund fehlender technischer oder wirtschaftlicher Bedingungen für unmöglich halten. Gemäß Art. 7 Abs. 8d1 muss der Netzbetreiber den Anschlussnehmer bei Erteilung einer Netzanschlussabsage wegen fehlender Netzkapazität über den voraussichtlichen Termin sowie die geplanten Bedingungen für den erforderlichen Netzaus-

bau oder für die Netzmodernisierung informieren. Zusätzlich ist der Netzbetreiber nun verpflichtet, den Anschlussnehmer über den voraussichtlichen Anschlusstermin in Kenntnis zu setzen.

Wichtig ist auch die neue Vorschrift des Art. 7 Abs. 8d2 des Energierechts, die den Netzbetreiber dazu verpflichtet, den Anschlussnehmer über die Größe der maximal möglichen Anschlussleistung zu benachrichtigen, sofern ein Anschluss der Erzeugungsanlage aufgrund einer zu hohen beantragten Anschlussleistung unmöglich ist. Der Anschlussnehmer kann dann entscheiden, ob er der vorgeschlagenen kleineren Anschlussleistung zustimmt – dann wird die entsprechende Anschlusszusage erteilt – oder ob er sie ablehnt. In diesem Falle erhält er eine Anschlussabsage, die der Investor vor dem Vorsitzenden der Energieregulierungsbehörde und vor Zivilgerichten anfechten kann.

Von essenzieller Bedeutung ist in diesem Kontext eine klare Definition des Begriffs „Realisierung des Netzanschlusses“. In vielen Fällen haben die Netzbetreiber sämtliche Netzinvestitionen, die im Zusammenhang mit dem Anschluss der Erzeugungsanlage entstanden sind, als Kosten für die Reali-

sierung des Netzanschlusses klassifiziert mit der Folge, dass die Netzanschlussgebühr teilweise astronomische Höhen erreichte und somit die ganze Investition unrentabel machte. Die Rechtsprechung hat die weite Auslegung des Begriffes seitens der Netzbetreiber oft genug kritisiert – und endlich hat der Gesetzgeber entsprechend reagiert: Seit Anfang Mai 2015 ist als „Realisierung des Netzanschlusses“ nur der Bau des entsprechenden Netzabschnittes zu verstehen, der die Anlage mit dem Netz verbindet.

Darüber hinaus wurden im Rahmen der Novelle noch Vorschriften hinzugefügt, die den „Mikroanlagen“, also EE-Anlagen mit einer Nennleistung bis 40 kW, einen vereinfachten und kostenlosen Netzanschluss gewähren. Die Novellierung des polnischen Energierechts hinsichtlich der Rechte und Pflichten von Anschlussnehmern und Netzbetreibern ist ein Schritt in die richtige Richtung und wird sicherlich einen positiven Einfluss auf den Netzzugang von Erneuerbare-Energien-Anlagen haben.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Polen
Piotr Mrowiec

Telefon: +48 (61) 6 24 49 21
E-Mail: piotr.mrowiec@roedl.pro

5 Förderung von EE-Bestandsanlagen in der Tschechischen Republik

von Olaf Naatz

In den Jahren 2008 bis 2010 zählte die Tschechische Republik zu den Ländern mit den vorteilhaftesten Förderrahmenbedingungen für Photovoltaik. Bereits 2011 wurden diese Rahmenbedingungen mit einem Förderstopp für neue PV-Freiflächenanlagen und der Einführung der Solarabgabe revidiert. Seit 2014 existiert grundsätzlich nur noch eine Förderung von Bestandsanlagen.

Rahmenbedingungen bzgl. der Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Grundsätzlich erfahren Erneuerbare-Energien-Anlagen, die erst nach dem 1. Januar 2014 in Betrieb gegangen sind, keine Förderung mehr. Es gibt jedoch zwei Ausnahmen:

- › Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von über 10 MW.
- › Erneuerbare-Energien-Projekte (mit Ausnahme von PV), die zum 2. Oktober 2013
 - › bereits über eine Baugenehmigung (bei Anlagen bis 100 kW) verfügten, sofern diese Anlagen bis zum 31. Dezember 2015 den Betrieb aufnehmen werden,
 - oder
 - › bereits über eine Lizenz des Ministeriums für Industrie und Handel zum Bau der Anlage (bei Anlagen über 100 kW) verfügten, sofern

die Inbetriebnahme der Anlage innerhalb von sechs Jahren ab Lizenzerteilung erfolgt. Für Erneuerbare-Energien-Anlagen, deren Verfahren über den Gebietsentscheid (Bebauungsentscheid) vor dem 18. August 2011 eröffnet worden ist, gilt eine Übergangsfrist von sechs Jahren ab Erteilung des Entscheids. In Tschechien bestehen daher vorwiegend Investitionsmöglichkeiten in Bestandsanlagen.

Obwohl er die Förderung von neuen Erneuerbare-Energien-Projekten eingestellt hat, geht der tschechische Gesetzgeber davon aus, dass für die Tschechische Republik geltende Klimaschutzziele – ein Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Höhe von 13 Prozent bis zum Jahr 2020 – vorzeitig zu erreichen, insbesondere im Wege der Stromeinsparung und Energieeffizienz, bspw. indem er die Dämmung von Wohngebäuden fördert. Nach dem aktualisierten staatlichen Energiekonzept 2040 soll

len die beiden Atomkraftwerke ungefähr die Hälfte des tschechischen Stroms erzeugen, wofür sie modernisiert und erweitert werden sollen. Um die 20 Prozent des erzeugten Stroms sollen aus erneuerbaren Energiequellen stammen, wobei das insoweit größte Potenzial der Biomasse und der Verbrennung von Kommunalabfall eingeräumt wird. Es ist aber auch ein erheblicher Ausbau der Photovoltaik vorgesehen, der je nach Konkurrenzfähigkeit dieser Stromerzeugungsart an Gebäuden und auf Dächern stattfinden soll. Für Erdgas ist ein Anteil um zehn Prozent vorhergesehen, die Verstromung von Kohle reduziert sich auf einen Anteil von ca. 15 Prozent des erzeugten Stroms.

Förderung von Bestandsanlagen mittels Feed-in-Tarifen oder „Grünem Bonus“ (Green Bonus)

Die Förderung von Bestandsanlagen erfolgt entweder über Feed-in-Tarife (FiT) oder mittels eines sog. „Grünen Bonus“. Bei der Förderung per FiT erhält der Stromerzeuger eine Einspeisevergütung von den sog. Pflichtankäufern. Pflichtankäufer sind die Stromlieferanten letzter Instanz, also die Energieversorger, die die Belieferung eines Stromkunden nicht ablehnen dürfen. Negative Strompreise auf dem Tagesmarkt verpflichten den Anlagenbetreiber, dem Pflichtankäufer den negativen Strompreis für die Menge des abgenommenen Stroms zu ersetzen. Der Anlagenbetreiber wird jedoch vom Pflichtankäufer vorab über eine derartige Situation informiert. Sollte der Strompreis auf dem Tagesmarkt höher sein als der FiT, kommt das weder dem Anlagenbetreiber noch dem Pflichtankäufer zugute, sondern der OTE, a.s., dem Betreiber der Strombörse.

Bei der Förderung mittels Grünem Bonus verbraucht der Stromerzeuger seinen Strom oder vermarktet ihn selbst und erhält von

der OTE dafür einen Förderbetrag, der unter dem des FiT liegt. Sollte der Strompreis höher als der FiT sein, besteht kein Anspruch auf Förderung mittels Grünem Bonus im Stundenregime.

Eine Förderung per Grünem Bonus oder FiT erfolgt nicht, wenn der Strom nicht (nicht einmal zu einem negativen Kaufpreis) verkauft werden kann, weil es zu keiner Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage kommt.

Förderdauer und Förderhöhe

Anlagen, die nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb gegangen sind, erhalten eine Förderung über ihre vorausgesetzte Lebensdauer, die per Verordnung auf in der Regel 20 Jahre festgelegt ist. Damit konkretisiert sich der politische Wille über die Förderdauer, der sich aus dem ursprünglichen Gesetz Nr. 180/2005 Slg. über die Förderung von EE-Quellen nicht eindeutig ableiten lässt.

Die Höhe der Förderung setzt die tschechische Energieregulierungsbehörde (ERU) im Wege einer sog. Preisentscheidung jährlich neu fest, wobei auch eine Anpassung an die Inflation stattfindet. Die Förderung mittels FiT soll die ERU derart gestalten, dass der Rückfluss der Investition innerhalb von 15 Jahren gewährleistet ist und der Erlös über diesen Zeitraum konstant bleibt. Ferner soll sie bei der Bestimmung der Förderung die oben beschriebenen Situationen in Betracht ziehen, bei denen es zu einem negativen Strompreis oder einer Divergenz von Stromangebot und -nachfrage kommt.

Direktsubventionen gibt es momentan nicht, es bestehen aber konkrete Überlegungen, PV-Aufdachanlagen in Zukunft zu subventionieren. Ab dem Jahr 2016 besteht für Erneuerbare-Energien-Anlagen bis 10 kW_p, die Strom für den Eigenverbrauch erzeugen, kei-

ne Pflicht mehr, eine Lizenz zur Stromerzeugung einzuholen. Es besteht die Möglichkeit, überschüssigen Strom in das Stromverteilernetz einzuspeisen, wofür aber keine Vergütung zum Marktpreis erfolgen darf.

Solarabgabe

Seit dem 1. Januar 2014 wird eine Solarabgabe nur noch für Strom aus jenen PV-Anlagen erhoben, die ihren Betrieb im Jahr 2010 aufgenommen haben. Der Steuersatz beträgt zehn Prozent (bei Einspeisevergütung) bzw. elf Prozent (bei Grünem Bonus). Die Erhebung erfolgt über die gesamte Laufzeit der Förderung. Abgesehen von der Solarabgabe wird die Förderung vor allem über eine EE-Abgabe des Stromkunden für den von ihm verbrauchten Strom finanziert.

Die ursprüngliche Solarabgabe war Gegenstand eines Normenkontrollverfahrens. Das tschechische Verfassungsgericht hat – für Rödl & Partner nicht vollkommen nachvollziehbar – in der Solarabgabe keine Verletzung des Diskriminierungsverbots und des Eigentums gesehen und eine unechte Rückwirkung verneint. Gegen die Tschechische Republik sind wegen der Solarabgabe Schiedsgerichtsverfahren ausländischer Investoren nach den bilateralen Investitionsschutzabkommen und der Energiecharta anhängig.

Ab 2016 wird die Förderung von Erneuerbaren Energien auf andere Art finanziert: Der Stromkunde wird dann bei Anschluss über das Niederspannungsnetz nur noch eine EE-Abgabe bezogen auf die Größe der Sicherung, mithin pro Ampere/Monat, bezahlen. Bei Anschluss an das Hochspannungsnetz richtet sich die Höhe der Abgabe nach der reservierten Leistung und der Kunde zahlt pro MW/Monat. Dank dieser Umstellung soll vornehmlich die stromintensive Industrie entlastet werden.

Recycling von PV-Modulen

Hersteller von PV-Modulen, deren Module ab 2013 auf den tschechischen Markt gelangt sind, haben deren Recycling sicherzustellen und müssen dafür eine finanzielle Sicherheit in Form eines Kostenvorschusses in Höhe von 8,50 CZK/kg (ca. 0,31 €/kg) leisten, sofern sie die Recyclingverpflichtungen nicht auf eine juristische Person in Tschechien übertragen haben. Betreiber von PV-Anlagen, die vor 2013 in Betrieb genommen wurden, müssen mit einem im tschechischen Umweltministerium registrierten Recyclingunternehmen einen Vertrag über die Übernahme, Verwertung und Entsorgung der PV-Module abschließen und gleichfalls den vorgenannten Kostenbeitrag vorab in vier gleichen Raten bis Ende 2018 leisten. Eine Mitgliedschaft bei z. B. PV CYCLE reicht gegenwärtig nicht aus. Die Betreiber kritisieren die Verpflichtung vehement, insbesondere weil der Kostenbeitrag weit im Voraus zu leisten ist und in keinem Verhältnis zu den zu erwartenden Kosten steht.

Modernisierung und Rekonstruktion von EE-Anlagen

Eine Modernisierung und Rekonstruktion, die eine Bestandsanlage auf den technologischen und ökologischen Stand einer Neuanlage hebt, gilt als neue Inbetriebnahme der Anlage. Aufgrund der mangelnden Förderung für Neuanlagen bedeutet diese Fiktion den Verlust der bisherigen Förderung.

Zurzeit existiert selbst innerhalb der ERU keine einheitliche Auslegung, welche Reparaturtätigkeiten eine so weitgehende Modernisierung oder Rekonstruktion darstellen, dass sie eine Bestandsanlage auf den technologischen und ökologischen Stand einer Neuanlage heben. Der Gesetzgeber ist sich dieser Problematik bewusst und sieht mit Wirkung ab 2016 eine Konkretisierung des

Gesetzestextes vor. Leider ist auch der neue Gesetzestext nicht besonders hilfreich. Zwar stellt er klar, dass die Reparatur oder Wartung der Anlage grundsätzlich keine Modernisierung oder Rekonstruktion darstellt, doch knüpft diese Regelung an eine gesetzlich vorgeschriebene Reparatur oder Wartung an. Eine gesetzliche Pflicht besteht aber nicht für alle Fälle der Reparatur bzw. Wartung.

Unabhängig von der oben beschriebenen ggf. vorliegenden Fiktion der neuen Inbetriebnahme ist bei sämtlichen Maßnahmen an einer EE-Anlage zu überlegen, ob die Energieregulierungsbehörde darüber zu unterrichten ist. Das ist immer dann der Fall, wenn die Maßnahmen Einfluss auf Unterlagen und Angaben der Anlage haben, die Gegenstand des Lizenzerteilungsverfahrens waren.

In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass die Energieregulierungsbehörde gegenwärtig intensiv die Lizenzerteilung für PV-Anlagen aus den Jahren 2009 und 2010 überprüft, die Anlagen dazu auch physisch in Augenschein nimmt und die Aktenlage mit der Realität abgleicht (einschließlich einer Zählung der einzelnen Module und einer Überprüfung der auf den Typenschildern der einzelnen Module angegebenen Leistungsparameter). Bei einem Austausch von PV-Modulen ist diese aktuelle Maßnahme zu berücksichtigen.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Tschechische Republik
Olaf Naatz

Telefon: +420 (2) 36 16 37 13
E-Mail: olaf.naatz@roedl.cz



6 Erneuerbare Energien in der Slowakischen Republik

von Ján Urbánek

Die Entwicklung der Erneuerbaren Energien in der Slowakischen Republik (SR) brachte in den Jahren 2014 und 2015 eine gewisse Unsicherheit mit sich, denn die Stromerzeuger haben Probleme mit dem Anschluss ans Netz. Zudem wurde eine als G-Komponente bezeichnete jährliche Anschlussgebühr in Höhe von ungefähr 20.000 €/MWh eingeführt. Die Distributoren drängen nun auf eine Erhöhung dieser G-Komponente.

Strommarkt

Die vollständige Liberalisierung des Strommarktes erfolgte am 1. Juli 2007. Damit einhergehend stieg auch die Zahl der Stromlieferanten, was den Wettbewerbsdruck auf die drei traditionellen Lieferanten ZSE-E, SSE und VSE erhöhte. Sie verfügten vor der Liberalisierung über eine Monopolstellung in dem betreffenden Teil der Slowakischen Republik (ZSE-E in der Westslowakei, SSE in der Mittelslowakei und VSE in der Ostslowakei). Seit der Marktöffnung verringerte sich ihr Marktanteil schrittweise und betrug Ende 2010 noch 52,10 Prozent, Ende 2011 50,64 Prozent und Ende 2012 nur noch 47 Prozent. Ende 2013 existierten bereits 435 Unternehmen mit einer gültigen Genehmigung zur Stromlieferung.¹⁷

Den Anteil der einzelnen Energiequellen an der Stromerzeugung im Jahr 2014 zeigt das nachfolgende Erzeugungsprofil.

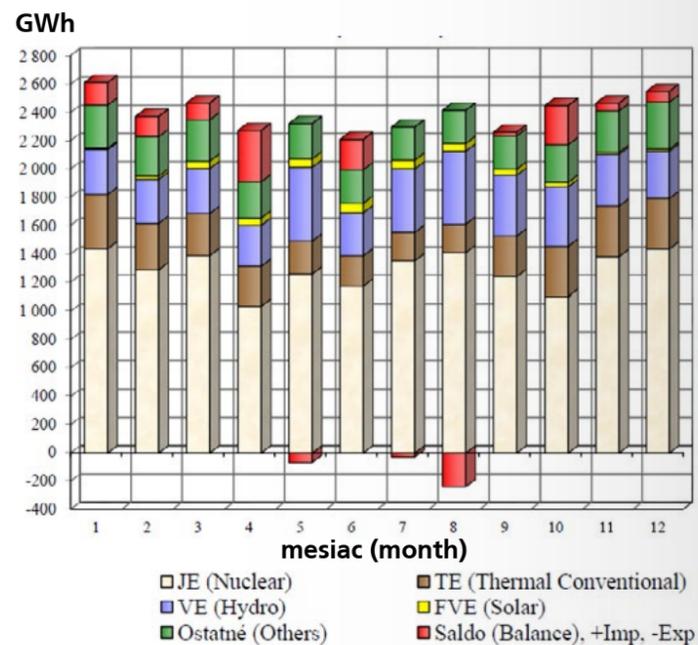


Abbildung 9: Erzeugungsprofil 2014¹⁸

Förderung von erneuerbaren Energiequellen

Die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in der Slowakischen Republik regelt das Gesetz Nr. 309/2009 Slg. Die Förderung erfolgt durch:

- › vorrangigen Netzanschluss bzw. Netzzugang
- › vorrangige Stromabnahme, -übertragung und -verteilung durch den Netzbetreiber
- › Übertragung der Verantwortung für die Ausgleichsenergie auf den Netzbetreiber
- › garantierte Vergütung für Stromlieferung

Die mögliche Förderung von Anlagen unterliegt jedoch Beschränkungen hinsichtlich der installierten Gesamtleistung, die Tabelle 7 zu entnehmen sind.

Art der EE-Erzeugung	Installierte Gesamtleistung
Sonnenenergie (Anlagen auf Dachkonstruktionen oder an der Außenwand von Gebäuden)	bis 30 kW _p
Windenergie	bis einschließlich 15 MW
Wasserenergie	bis einschließlich 5 MW
Geothermie	bis einschließlich 5 MW
Biomasse (bei neuen Anlagen: Förderung einer Strommenge von bis zu 40 GWh)	bis einschließlich 5 MW

Tabelle 7: Förderung durch garantierte Vergütung für Stromlieferung

Eine bewilligte Förderung gilt für die Dauer von 15 Jahren ab Inbetriebnahme/Modernisierung der Anlage, bei Anlagen bis 500 kW_p für deren gesamte Lebensdauer. Der Begriff „gesamte Lebensdauer“ ist im Gesetz nicht definiert, jedoch ist davon auszugehen, dass es sich um die vom Erzeuger angegebene Lebensdauer handelt. Eine Verlängerung der Lebensdauer durch Instandsetzung, Rekonstruktion usw. ist gesetzlich nicht geregelt.

Vergütung für den aus Erneuerbaren Energien erzeugten Strom

Die garantierte Vergütung für EE-Strom legt die Regulierungsbehörde (URSO) gemäß Verordnung Nr. 221/2013 Slg. und Verordnung Nr. 189/2014 fest. Von Sonnen- und Windenergie abgesehen, darf die festgelegte Vergütung für eine Periode von maximal drei nachfolgenden Jahren 70 Prozent der aktuell gültigen Vergütung nicht unterschreiten. Der von der URSO für eine Anlage bereits zugesagte garantierte Strompreis bleibt für die Gesamtdauer des Förderanspruchs bestehen (15 Jahre ab der Inbetriebnahme oder Modernisierung der Anlage).

Die von der URSO festgesetzte Einspeisevergütung für Strom aus Erneuerbaren Energien ist Tabelle 8 zu entnehmen.

Art der Erneuerbare-Energie-Erzeugung	Vergütung €/kWh für Anlagen, die ab 1. Januar 2015 in Betrieb genommen wurden
Wasserenergie ≤ 100 kW	0,11127
Wasserenergie 100 kW - 200 kW	0,10917
Wasserenergie 200 kW - 500 kW	0,10684
Wasserenergie 500 kW - 1 MW	0,10515
Wasserenergie 1 MW - 5 MW	0,09798
Sonnenenergie ≤ 30 kW _p (Anlagen auf Dachkonstruktionen oder an der Außenwand von Gebäuden)	0,08889
Windenergie	0,06249
Geothermie	0,15513
eigens gezüchtete Biomasse	0,09209
sonstige Biomasse aus Abfall	0,09690
Getreidebiomasse	0,10721
Bioflüssigkeit	0,09179

Tabelle 8: Vergütung für den Strom aus EE-Quellen

Stromerzeugung aus Mikroanlagen

Für kleine Stromerzeugungsquellen (Leistung von bis zu 10 kW, Sicherungslimit 16 A), die lediglich die Deckung des Eigenbedarfs zum Ziel haben und nicht dem Stromverkauf dienen, gilt ein vereinfachter Genehmigungsprozess. Der Anschluss derartiger Mikroanlagen ans Versorgungsnetz erfolgt für den Erzeuger gratis, wobei der Versorgungsnetzbetreiber die unentgeltliche Montage des Messgeräts sowie der Ausdehnungsanlage sicherzustellen hat.

Der Strompreis für Haushalte und Kleinbetriebe (Jahresverbrauch max. 30.000 kWh) ist reguliert und in der Höhe begrenzt. Die Strompreise für ein Familienhaus und einen Kleinbetrieb betragen im Jahr 2015 ungefähr¹⁹:

	Haushalt	Kleinbetrieb
Stromverbrauch im Hochtarif	0,104 €/kWh zzgl. MwSt.	0,117 €/kWh zzgl. MwSt.
Stromverbrauch im Niedertarif	0,085 €/kWh zzgl. MwSt.	0,103 €/kWh zzgl. MwSt.
Monatszahlung für eine Stromlieferstelle	7,8687 € zzgl. MwSt.	0,65 € zzgl. MwSt.

Tabelle 9: Strompreise für Familienhaus/Kleinbetrieb 2015

Finanzierung

Die Finanzierung von EE-Projekten übernehmen in den meisten Fällen größere inländische Banken, überwiegend durch Kredite, weniger im Wege des Leasings, sowie ausländische Investoren, vor allem aus Österreich und Italien.

Die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (EBWE) stellt einen Kreditrahmen in einer Gesamthöhe von 90 Mio. Euro zur Förderung und Entwicklung der Energieeffizienz und der Erneuerbaren Energien in der Slowakischen Republik (SlovSEFF II) bereit.

Die Zinssätze belaufen sich durchschnittlich auf 3,5 Prozent + Zinshedging bei Projekten in der Entwicklungsphase und auf ungefähr 2,8 Prozent + Zinshedging bei bereits laufenden Projekten.

Üblicherweise läuft die Finanzierung über einen Zeitraum von 12 bis 14 Jahren, wobei die Frist insbesondere davon abhängt, wie lange die Stromabnahme zu einem garantierten Vergütungssatz gesichert ist.

Investitionsbedingungen

Die Slowakische Republik verfügt insgesamt über eine relativ gut ausgebaute Infrastruktur. Grundstücke am Projektstandort können auch ausländische Investoren problemlos erwerben.

Nach Erhalt einer entsprechenden, vom Wirtschaftsministerium erlassenen Bescheinigung zum Aufbau können die Anlagen zur Stromerzeugung errichtet werden. Anlagen mit Gesamtleistungen ≤ 1 MW, die eine andere primäre Energiequelle als Sonnenenergie nutzen, sowie Solaranlagen mit einer Gesamtleistung ≤ 100 kW_p, die auf einem Gebäude platziert werden, bedürfen keiner Bescheinigung.

Die Genehmigungen für die Energiewirtschaft erteilt die URSO. Bei Stromerzeugung und -lieferung durch Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung ≤ 1 MW sowie bei Gaserzeugung und -lieferung aus Biomasse oder Biogas ist keine Genehmigung vonnöten – es besteht nur Meldepflicht.

Rödl & Partner empfiehlt vor der Umsetzung von Projekten stets eine Due Diligence.

Perspektive, politisch fixierte Ausbauziele

Die Slowakische Republik hat im Jahr 2010 den nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energien ausgearbeitet und verabschiedet. Die vorgesehene Entwicklung der einzelnen Erneuerbaren Energien ist in Abbildung 10 dargestellt.

In letzter Zeit herrscht jedoch bezüglich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen eine gewisse Unsicherheit (Anschluss ans Netz, G-Komponente). Bessere Perspektiven bieten insoweit vielleicht die Wärmeerzeugung und die Stromerzeugung für den Eigenverbrauch.

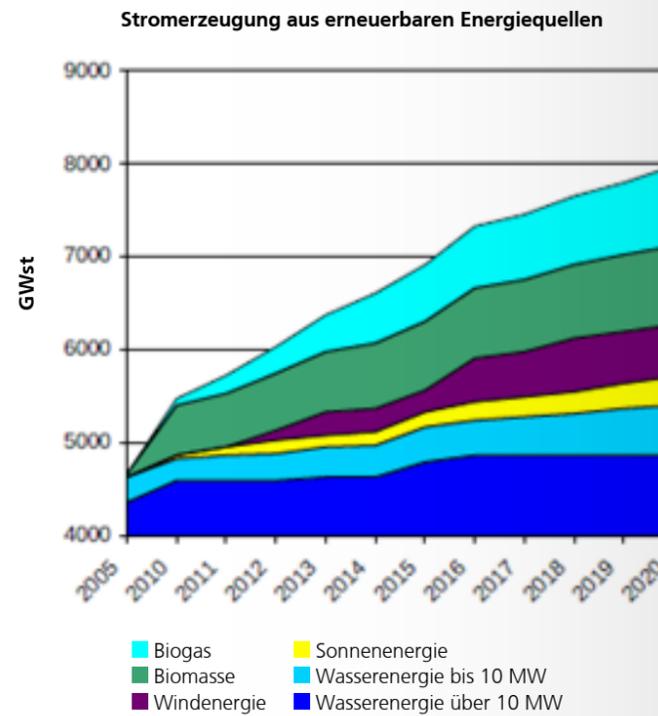


Abbildung 10: Nationaler Aktionsplan der Slowakischen Republik für Erneuerbare Energien²⁰



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Slowakische Republik
Ján Urbánek

Telefon: +421 (2) 57 20 04 15
E-Mail: jan.urbanek@roedl.sk

7 Einführung von Zweirichtungszählern für Kleinsolaranlagen in Litauen

von Liudgardas Maculevičius

Das litauische Parlament hat Änderungen zum Gesetz der Erneuerbaren Energien (EEG) verabschiedet, die es den Betreibern von Kleinsolaranlagen ermöglichen, mithilfe von Zweirichtungszählern eine Art Energietausch im Energienetz durchzuführen. Obwohl die Regelungen nur für Kleinsolaranlagen bis 10 kW gelten, soll dies der Diversifizierung des Energieportfolios dienen und neues Wachstum in die litauische Erneuerbare-Energien-Wirtschaft bringen. Gleichzeitig eröffnet die gesetzliche Einführung von Zweirichtungszählern den Herstellern von Solaranlagen sowie den Anbietern entsprechender Projektierungs- und Installationsleistungen die Chance, ihre Produkte und Leistungen einem größeren Verbraucherkreis anbieten zu können.

Litauen hat sich gemäß der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen verpflichtet, bis 2020 den Anteil der Erneuerbaren Energien am

Gesamtenergieverbrauch auf 23 Prozent zu steigern. Bereits 2013 stammten 22,95 Prozent der erzeugten Energie aus erneuerbaren Energiequellen. Der Anteil der Erneuerbaren Energien in der Strom- und der Wärmeerzeugung teilte sich wie folgt auf:

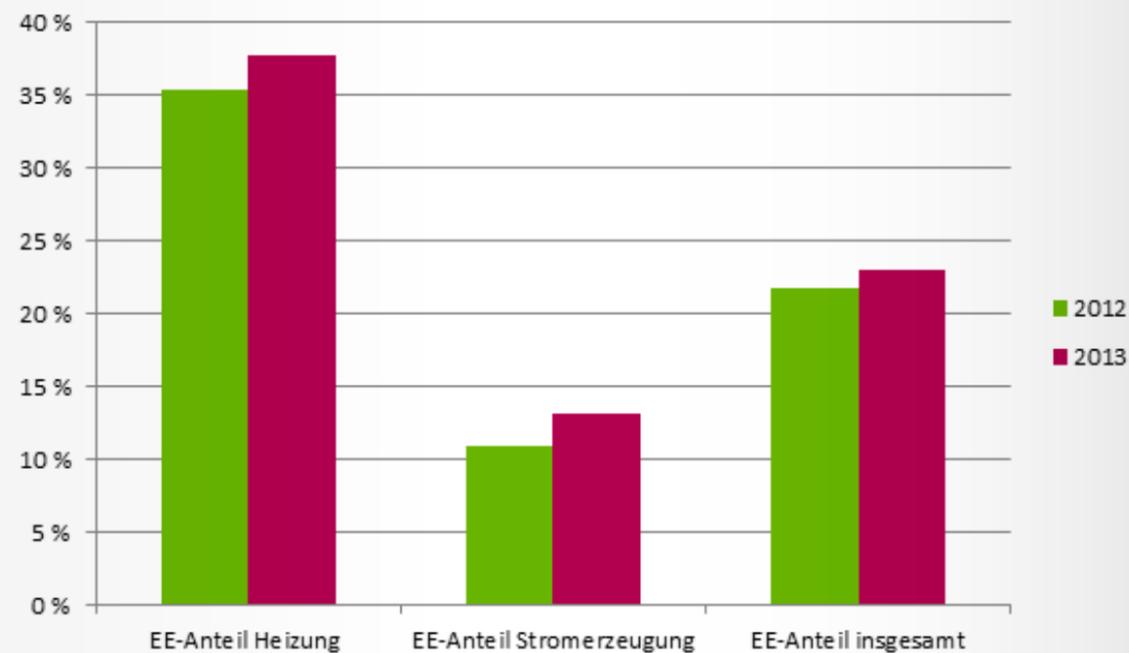


Abbildung 11: Anteil der Erneuerbaren Energien in der Strom- und Wärmeerzeugung²¹

Obwohl die auf EU-Ebene vereinbarten Ziele beinahe erreicht sind, hat sich Litauen im nationalen EEG noch anspruchsvollere Ziele gesetzt: Bis 2020 soll der Anteil Erneuerbarer Energien in der Stromherstellung auf 20 Prozent und im Bereich Heizkraft auf 60 Prozent steigen.

Um den Erneuerbare-Energien-Anteil in der Stromerzeugung zu erhöhen und das Stromerzeugungsportfolio zu diversifizieren, sind am 2. März 2015 Änderungen des litauischen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Kraft getreten. Das Gesetz sieht vor, dass Eigentümer von Kleinsolaranlagen (Dachanlage oder eine freistehende Anlage) von bis zu 10 kW zu sog. „erzeugenden Verbrauchern“ werden können. Bei öffentlichen Unternehmen kann die im Gesetz festgelegte Anlagenkapazität bis zu 50 kW betragen.

Die Gesamtkapazität solcher Solaranlagen, die über Zweirichtungszähler verfügen sollen, ist für Litauen zunächst auf 10 MW ge-

deckelt. Für den Fall einer Überschreitung dieser Grenze plant die Regierung ein Strategiepapier, das die weitere Entwicklung vorgeben soll.

Erzeugende Verbraucher müssen für den Strom, den sie ins Energienetz einspeisen und anschließend wieder nutzen, eine Netzegebühr entrichten. Die Höhe dieser Netzegebühr ist bislang zwar noch nicht festgelegt, die staatliche Preiskontrollkommission hat dazu jedoch bereits ein Verordnungspaket angekündigt.

Zertifizierte Zweirichtungszähler, die bei den erzeugenden Verbrauchern installiert werden, ermitteln die Energiemengen. Über die Anzeige am Zähler lässt sich ermitteln, ob der erzeugende Verbraucher in einem Kalendermonat mehr Strom ins Energienetz eingespeist oder verbraucht hat.

Falls der erzeugende Verbraucher in einem Kalendermonat einen Überschuss an gelie-

ferter Energie aufweist, wird dieser Überschuss auf den folgenden Kalendermonat übertragen und im Laufe des Kalenderjahrs akkumuliert. Sofern am Ende eines Kalendermonats die verbrauchte höher als die eingespeiste Strommenge ist, muss der Verbraucher gemäß dem zwischen ihm und den Stromnetzversorgern abgeschlossenen Stromkaufvertrag für den verbrauchten Strom bezahlen. Übersteigt am Ende des Kalenderjahrs die vom erzeugenden Verbraucher eingespeiste Energiemenge die verbrauchte, erhält der erzeugende Verbraucher dafür keine Entschädigung. Die Regelung soll gewährleisten, dass ein solches System lediglich für die Erzeugung von EE-Strom zum Eigenverbrauch und nicht für geschäftliche Aktivitäten im Erneuerbare-Energien-Sektor genutzt wird. Die gesetzliche Einführung von Zweirichtungszählern für Verbraucher soll neues Wachstum in die litauische Erneuerbare-Energien-Wirtschaft bringen, insbesondere in den Solar-energiesektor.

Die Suche nach weiteren Möglichkeiten für die Diversifizierung des EE-Portfolios hält an, da voraussichtlich Ende 2016, nach der Fertigstellung der sich bereits im Bau befindenden großen Windenergieparks, die staatliche Fördergrenze für Windenergieparks i. H. v. 500 MW erreicht sein wird²¹ und die Solar-energie mit der Einführung von Ausschreibungen auch für Kleinanlagen unter 10 kW_p sowie der Senkung der Einspeisevergütungen einen gewissen Stillstand erlebt.

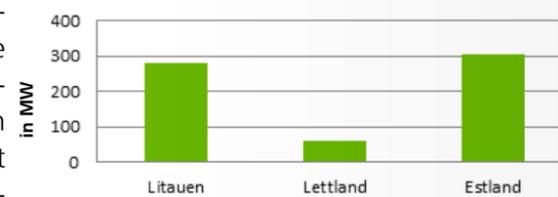


Abbildung 12: Installierte Windenergiekapazität

Rödl & Partner

Der litauische Windenergieverband regt an, die Fördergrenze auf 850 MW zu erhöhen. Nachdem dafür aber hohe staatliche Investitionen erforderlich wären, ist nicht sicher, ob und wann mit einer Steigerung der Fördergrenze für Windenergie tatsächlich zu rechnen ist. Die finanzierenden Banken sind an klaren Einspeisetarifen interessiert, um die Umsätze der geplanten Projekte

kalkulieren zu können. So erhält zum Beispiel der im Jahr 2016 zu eröffnende Windenergiepark mit einer Kapazität von 60 MW nach der öffentlichen Ausschreibung eine Einspeisevergütung von 6,95 ct/kWh für 12 Jahre.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Litauen
Tobias Kohler

Telefon: +370 (5) 2 12 35 90
E-Mail: tobias.kohler@roedl.pro



Liudgardas Maculevičius

Telefon: +370 (5) 2 12 35 90
E-Mail: liudgardas.maculevicius@roedl.pro



VI Erneuerbare Energien im Fokus

Der Ausbau und die Förderung Erneuerbarer Energien stehen unverändert ganz oben auf der Agenda – nicht nur in Deutschland, sondern weltweit. Zahlreiche Länder locken mit Gesetzesnovellierungen und Fördermechanismen zur Investition. Besonders einige Schwellenländer profilieren sich als Wachstumsmärkte mit großem Potenzial. Rödl & Partner zeigt Ihnen anhand ausgewählter Länderbeispiele Chancen und Risiken dieser aufkommenden Märkte auf.

Auf www.roedl.de finden Sie weitere Informationen zum
» Themenspecial Erneuerbare Energien im Fokus

1 Erneuerbare Energien in Indien: ein Zukunftsmarkt mit Potenzial

von Michael Wekezer

Die Erneuerbaren Energien verzeichnen in Indien einen enormen Wachstumsschub, der den immensen Nachholbedarf aber nur teilweise decken kann. Wegen seiner günstigen geografischen Lage, der Größe des Marktes und nicht zuletzt auch wegen der vorhandenen Förderprogramme bietet das Land eine interessante Alternative für den gut vorbereiteten Investor.

Das indische Energieszenario: erhebliches Potenzial für Erneuerbare Energien

Indien ist mit etwa 1,3 Milliarden Einwohnern die größte Demokratie der Welt. Das prognostizierte Wirtschaftswachstum für das Jahr 2015 übertrifft mit mehr als 8 Prozent deutlich die Aussichten für China. Der Schlüssel zum nachhaltigen Wirtschaftswachstum ist und bleibt die Infrastruktur, insbesondere die Energieversorgung. Die Nachfrage nach Elektrizität wird in den nächsten Jahren also weiter steigen und es ist zu erwarten, dass der Bedarf allein in den nächsten zwölf Jahren um das Zweieinhalbfache zunimmt. Indien hat das Potenzial, bis zum Jahr 2035 der weltweit größte Verbraucher von elektrischer Energie zu werden.

Momentan ist Indien einer der größten Importeure von Kohle. Zudem decken Importe von Rohöl und Gas mehr als 25 Prozent des

primären Energiebedarfs. Auf der anderen Seite sind die in dem riesigen Land verfügbaren Quellen an Erneuerbaren Energien noch vielfach ungenutzt. Schon allein deswegen hat Indien hinsichtlich Erneuerbarer Energien noch erhebliches Potenzial.

Nach den Zahlen, die die Unionsregierung in Delhi im Dezember 2014 vorgestellt hat, entfallen von der momentan in Indien installierten Gesamtleistung von 271 GW lediglich etwa 33 GW auf die Erneuerbaren Energien. Am weitesten entwickelt ist die Windkraft mit fast 23 GW installierter Kapazität, gefolgt von sog. „kleiner Wasserkraft“, Baggasse (meist KWK) und Solarenergie. Die Solarenergie hat sich in den letzten Jahren am dynamischsten entwickelt und legte von wenigen MW im Jahr 2010 auf über 3,7 GW im Jahr 2013 zu.

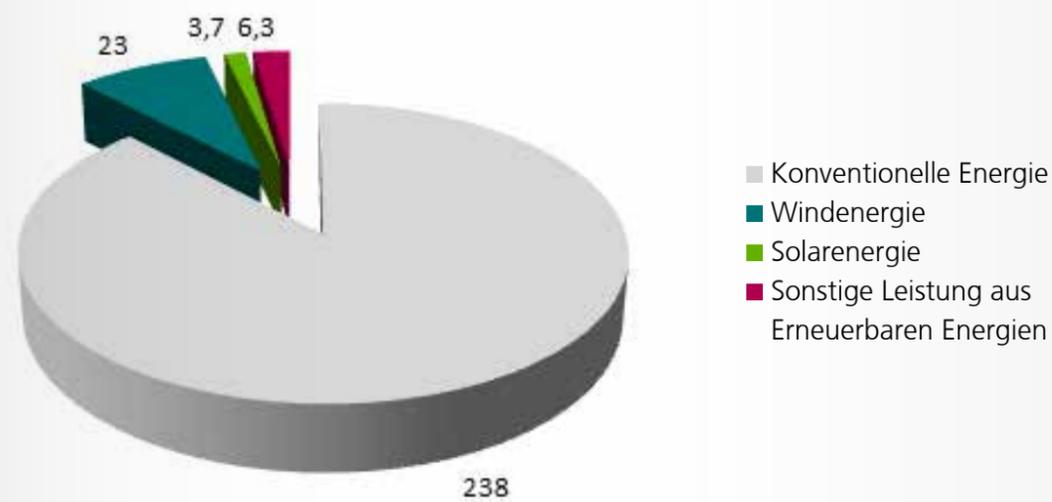


Abbildung 13: Installierte Gesamtleistung in Indien in GW

Vor einigen Monaten hat die Regierung sogar die Zielvorgabe von 100 GW Solarstrom ausgerufen. Im Vergleich mit anderen Ländern wird der erhebliche Nachholbedarf deutlich: In Deutschland sind inzwischen Windenergieanlagen an Land und auf See mit einer Leistung von über 34 GW am Netz, in China sind es mittlerweile über 114 GW. Bei der Solarenergie wuchs die neu installierte Kapazität in Deutschland alleine im Jahr 2013 trotz Markteinbruch um rund 3,5 GW.

Der indische Markt

Windenergie, sog. „kleine Wasserkraft“, Biomasse und Solarenergie sind bereits vielerorts mit den Endkundenpreisen für Strom wettbewerbsfähig. Obwohl sich gerade die Preise für Solarstrom deutlich verringert haben, bleibt die Solarenergie mit 9 Rupien pro Kilowattstunde weiterhin die teuerste Energiequelle (etwa 0,13 €/kWh). Daher sind die staatlichen Förderungen bei der Solarenergie noch am höchsten. Erneuerbare Energien haben besonders in Gegenden, die bisher keinen Netzanschluss aufweisen oder

in denen die Stromversorgung aus dem Netz sehr unzuverlässig ist, einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Strom aus großen Kohle-, Gas-, Kern- oder Wasserkraftwerken.

Bis die Erneuerbaren Energien mit Kohlestrom wettbewerbsfähig sind, wird es sicher noch einige Jahre dauern. Da jedoch der indische Energiemarkt an einer chronischen Unterversorgung leidet, die die Regierung mit dem Ausbau aller Energiequellen (erneuerbar, thermisch und nuklear) in den Griff zu bekommen versucht, ist der beste Vergleichswert nicht der durchschnittlich 3 Rupien pro Kilowattstunde (0,04 €/kWh) günstige Kohlestrom, sondern der dezentral produzierte Strom aus Dieselgeneratoren mit einem Preis von 15 Rupien pro Kilowattstunde (0,20 €/kWh). Im Lichte dieser Rahmenbedingungen und auch der Tatsache, dass die Unionsregierung von Premierminister Modi die bestehenden Subventionen für Strom und Diesel allmählich abbaut, ist von einer zunehmenden Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbaren Energien in Indien auszugehen.

Mittelfristig ist daher zu erwarten, dass sich Indien von einem regulierten Markt für Erneuerbare Energien, der von Subventionen abhängt, zu einem freien Markt entwickelt, der von der Nachfrage nach Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen lebt. Indien ist auf dem Weg, sich zum weltweit größten Markt für Erneuerbare Energien zu entwickeln.

Ausgewählte Förderinstrumente

Indien verfügt über eine beinahe unüberschaubare Vielzahl von Förderinstrumenten, die die Unionsregierung in Delhi wie auch einzelne Bundesstaaten anbieten. Die öffentliche Hand in Indien versucht primär die Nachfrageseite des Marktes zu stärken. Zusätzlich existieren aber auch Einspeisetarife und direkte Subventionen. Eine kleine Auswahl:

Maßnahme	Beschreibung	Förderer	Geförderter Bereich
„Renewable Purchase Obligations“ (RPO)	Verpflichtung der Netzbetreiber zum Kauf von Energie aus erneuerbaren Quellen (dies soll die Nachfrage stärken und so den Marktpreis anheben)	Union, Karnataka, Kerala, West Bengal, Tamil Nadu	Alle – in Tamil Nadu nur Solar
„Renewable Energy Certificates“ (REC)	Erzeuger von erneuerbarem Strom erhalten RECs, die dann frei gehandelt und zur Erfüllung der RPOs eingesetzt werden können	Union, Rajasthan u. a.	Alle – teilweise auch spezifische Anforderungen an Solarstrom
Einspeisetarife	Staatliche Garantie der Abnahmepreise, z. T. mit jährlicher Steigerung über öffentlich zugängliche PPAs	Tamil Nadu, Gujarat	Solar
Beschleunigte Abschreibung	Bis zu 80%ige Abschreibung der Investitionsgüter	Union	Solar, Wind
Befreiung von der Einkommensteuer	Zehnjährige Einkommensteuerbefreiung für Projektentwickler	Union, Maharashtra	Solar, Wind (geplant)
Direkte Zuschüsse	30%iger Zuschuss im Hinblick auf Errichtungskosten von Kleinanlagen (vor allem „Off-Grid“-Bereich)	Union	Solar, Wasser
Subventionierte Darlehen	Verbilligte Darlehen (verzinst mit 5 bis 7%) für die Errichtung von Solarparks	Union	Solar

Tabelle 10: Ausgewählte Förderinstrumente

Chancen für deutsche Unternehmen

Chancen für deutsche Unternehmen liegen vor allem in der Größe des indischen Marktes und der Tatsache, dass die Erneuerbaren Energien in Indien noch eine vergleichbar junge Branche bilden. Vielfach verfügen einheimische Unternehmen (noch) nicht über ausgereiftes technisches Know-how, das für die effiziente Errichtung und den zuverlässigen Betrieb von Anlagen erforderlich ist. Gegenwärtig steht insbesondere die Solarbranche im Rampenlicht, nachdem die Unionsregierung vor wenigen Monaten die Zielvorgabe „100 GW Zubau bis 2022“ ausgerufen hat.

Zugleich lässt sich nicht verbergen, dass Indien kein ganz einfacher Markt ist. Das ist eine allgemeingültige Feststellung und beschränkt sich nicht auf die Branche der Erneuerbaren Energien. Eine gute Vorbereitung des Markteintritts ist daher kein Luxus, sondern eine grundlegende Voraussetzung. Sie beinhaltet neben der Zusammen-

stellung der einschlägigen Förderinstrumente auch die Auseinandersetzung mit praktischen Fragestellungen wie:

- › Identifizierung von Standorten mit existierenden Projekten (die örtliche Verwaltung wird mit den einschlägigen Genehmigungsverfahren vertraut sein),
- › mögliche Auswahl eines indischen Partners (wird möglicherweise den Umgang mit der „indischen Realität“ erleichtern),
- › Beauftragung eines Beraters, der sowohl die gesetzlichen Rahmenbedingungen als auch die indische Praxis kennt.

Gut vorbereitete Investoren, die die genannten Voraussetzungen beachten, finden im indischen Markt eine sehr interessante Alternative.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Indien
Michael Wekezer

Telefon: +91 (124) 4 83 75 50
E-Mail: michael.wekezer@roedl.pro



2 Südafrika: „Load shedding“ – perfekter Absatzmarkt für PV- und Speichersysteme?

von Ulrike Brückner

Eskoms load shedding bedeutet deutliche Einschnitte für die Wirtschaft und den Lebensstandard in Südafrika. Als Reaktion setzen Südafrikaner zunehmend auf Generatoren und vermehrt auch auf Photovoltaik- und Speichersysteme, um sich von der unzuverlässigen Strombelieferung des nationalen Versorgers unabhängig zu machen.

Was ist load shedding?

Load shedding ist das neue „Unwort“ in Südafrika. Man versteht darunter das seit 2008 immer wieder vollzogene geplante Abschalten des Stroms für meist mehrere Stunden in bestimmten Gebieten des Landes. Grund für die Stromabschaltungen ist der enorme Strommangel in Südafrika, entstanden infolge jahrzehntelanger Vernachlässigung dringend notwendiger Wartungsarbeiten an Kohlekraftwerken, um deren Kapazität aufrechtzuerhalten. Ziel des load shedding ist es, einen landesweiten Blackout zu verhindern. Ein Ende dieser Praxis ist zurzeit nicht in Sicht.

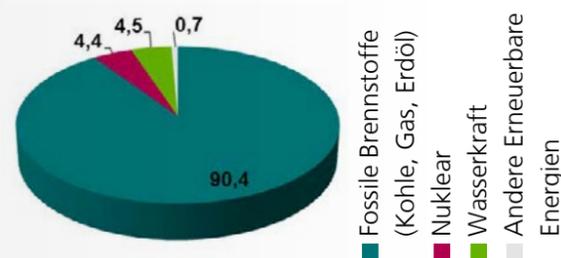


Abbildung 14: Stromerzeugung nach Energieträger 2013 (in Prozent)²²

Potenzial für PV- und Speichersysteme

Mit durchschnittlich rund 2.500 Sonnenstunden pro Jahr verfügt Südafrika über ein enormes Potenzial für Solarenergie. Das durchschnittliche Sonneneinstrahlungsniveau liegt zwischen 4,5 und 6,5 kWh pro Quadratmeter und Tag.²³ Hinzu kommt, dass in den letzten Jahren die Strompreise explodiert sind und parallel der Stromverbrauch kontinuierlich ansteigt.



Abbildung 15: Anstieg der Strompreise für Haushalte in Südafrika 2009 – 2014 (jährlicher Durchschnitt in Eurocents/kWh)²⁴

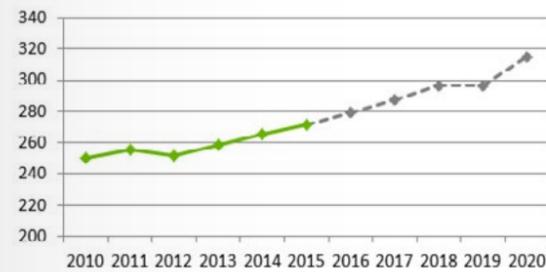


Abbildung 16: Stromverbrauch 2010 – 2020
(in TWh)²⁵

Allein die genannten Aspekte machen Südafrika schon zu einem attraktiven Absatzmarkt für PV- und Speichersysteme. Load shedding setzt darüber hinaus industrielle und private Stromverbraucher unter Druck, jetzt tätig zu werden, um sich eine ununterbrochene Stromversorgung zu sichern. Zwar sind auch in anderen afrikanischen Ländern Stromausfälle nicht unüblich, doch ist die Akzeptanz in Südafrika nach der jahrelangen Verlässlichkeit der Energieversorgung sehr gering. Insbesondere die Städte Johannesburg und Kapstadt bieten aufgrund der hohen Zahl zahlungskräftiger potenzieller Abnehmer einen besonders lukrativen Absatzmarkt für PV-Systeme. Schätzungen zufolge verfügen rund drei Millionen Haushalte in Südafrika über die finanziellen Mittel, um sich Solardachanlagen leisten zu können.²⁶ Da load shedding vor allem auch abends stattfindet, sind Speicher unverzichtbar, weshalb die Südafrikaner sie trotz der aktuell noch hohen Anfangsinvestition nachfragen.

Regulatorische Rahmenbedingungen

Für Anlagen unter < 100 kW besteht eine Anmeldepflicht bei der entsprechenden Gemeinde/Stadt bzw. dem Netzbetreiber. Die Anmeldung setzt kein Genehmigungsverfahren voraus, sondern stellt eine reine Registrierung dar. Einer Stromerzeugungslizenz der Regulierungsbehörde NERSA (National Energy Regulator of South Africa) bedarf es gemäß Schedule II des Energy Regulation Act No. 4 aus dem Jahr 2006 für netzgebundene Eigenverbrauchsanlagen sowie netzunabhängige Anlagen bei nicht-kommerzieller Nutzung nicht.

Der Absatzmarkt für PV- und Speichersysteme erfährt aktuell eine zusätzliche Stärkung durch die ersten Schritte zur Netzeinspeisung. Anfang 2015 veröffentlichte die NERSA den Entwurf der Richtlinie „Small-Scale Embedded Generation: Regulatory Rules“ zur öffentlichen Kommentierung. Die Richtlinie sieht die Einführung eines landesweiten Net-Metering-Verfahrens für private und kommerzielle Kunden für Anlagen < 1 MW vor. Aktuell warten alle Akteure in Südafrika auf das Inkrafttreten dieser Regelungen.

Aufgrund der Tatsache, dass einheitliche Regelungen zur Netzeinspeisung immer noch fehlen, entschlossen sich einige Städte wie z. B. Kapstadt und Durban, eigene Einspeiseregulungen einzuführen; sie sind der NERSA somit einen Schritt voraus. Die von der Stadt Kapstadt bereits 2014 erlassene erste Richtlinie zur Netzeinspeisung findet, ebenso wie die darin enthaltenen Einspeisetarife, jedoch nur Anwendung auf Stromnettoverbraucher, d. h. solche, die mehr Strom aus dem Netz beziehen, als sie selbst einspeisen. Das können sowohl kommerzielle als auch private Stromerzeuger sein, solange die Leistung < 1 MW beträgt.²⁷

Allgemeine Hinweise für den Markteintritt

An einem Markteintritt in Südafrika interessierte Unternehmen sollten sich bereits frühzeitig mit einigen Besonderheiten des Marktes auseinandersetzen. In Südafrika ist es besonders wichtig, einen guten lokalen Partner zu identifizieren, egal ob man zunächst nur den Vertrieb im Auge hat oder gleich die Gründung einer lokalen Gesellschaft anstrebt. Die Gründung einer haftungsbeschränkten Gesellschaft (sog. Pty Ltd) ist in Südafrika unkompliziert. Allerdings stellen die sog. „Broad-Based Black Economic Empowerment“- (B-BBEE-)Gesetze eine Herausforderung für ausländische Investoren dar. B-BBEE dient dazu, lokale Unternehmer und Arbeitnehmer aus den während der Apartheid benachteiligten Bevölkerungsschichten in die Wirtschaftsabläufe des Landes einzubinden und die lokale Wertschöpfung zu fördern. Für einen ausländischen Investor ist B-BBEE vor allem dann von großer Bedeutung, wenn öffentliche Ausschreibungen oder die Belieferung von Großkunden im Fokus stehen. Die Partnerschaft mit einem südafrikanischen Unternehmen, das

einen guten B-BBEE-Status vorweisen kann, ist daher ein guter Weg, um erfolgreich zu sein. Allerdings sollte stets eine sorgfältige Due-Diligence durchgeführt werden, da der Bedarf natürlich auch ein Angebot schafft, aber nicht jeder lokale Partner die eingangs versicherten Attribute tatsächlich mitbringt. Auch das Immigrationsrecht stellt mittlerweile eine echte Hürde dar. Insofern ist eine intensive Vorbereitung und Beratung notwendig, wenn Sie als Investor ausländische Arbeitskräfte in Südafrika einsetzen wollen.

Aufgrund seines guten Investitionsklimas und des wirtschaftlichen Vorsprungs vor anderen afrikanischen Wachstumsmärkten ist Südafrika immer noch das bevorzugte Einstiegsland auf dem Kontinent und ein ideales Sprungbrett für die Erschließung weiterer afrikanischer Märkte. Die dezentrale Energieversorgung wird in Afrika auch mittel- bis langfristig ein wichtiges und chancenreiches Thema bleiben.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Südafrika
Ulrike Brückner

Telefon: +27 (11) 4 79 30 00
E-Mail: ulrike.brueckner@roedl.pro



3 Rahmenbedingungen für Auslandsinvestitionen im Energiesektor in China

von Dr. Martin Seybold

Auch in Zukunft ist zu erwarten, dass China innovative Technologien im Energiesektor fördern wird, insbesondere um sich von der hohen Kohleabhängigkeit zu lösen. Das eröffnet auch ausländischen Unternehmen gute Möglichkeiten für Geschäfte in China. Allerdings ist nicht zu erwarten, dass sich die Rahmenbedingungen für ausländische Investitionen im Energiesektor in China zukünftig grundlegend ändern werden.

Chinas rasantes Wirtschaftswachstum sowie die voranschreitende Industrialisierung führten in den vergangenen Jahren zu einem ebenso stark ansteigenden Energiehunger. Mittlerweile zählt das Reich der Mitte zu den Ländern mit dem weltweit höchsten Energiebedarf²⁸, was China zugleich zum weltweit größten CO₂-Emittenten und Kohleverbraucher werden ließ.²⁹ Bis 2030 soll sich der Energiebedarf noch einmal verdoppeln.³⁰ Parallel dazu stieg die Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten. China muss bereits jetzt mehr als 50 Prozent seines Öls importieren und ist damit sehr stark vom Weltmarkt und dessen Preisen abhängig.³¹

Der chinesischen Führung ist schon länger bewusst, dass ein grundlegender Kurswechsel hin zu einer schrittweisen Unabhängigkeit von Energieimporten und zu mehr Umweltschutz nötig ist. Sie hat der Umweltindustrie deshalb bereits während

der Weltwirtschaftskrise 2008 einen hohen Stellenwert innerhalb des chinesischen Konjunkturprogramms beigemessen. Der Entwurf des New Energy Industry Development Plan sah Investitionen in Erneuerbare Energien in Höhe von 5 Billionen RMB (ca. 714 Milliarden Euro) und einen jährlichen Zuwachs des Produktionswerts von 1,5 Billionen RMB vor. Als Resultat der immensen Investitionen in den letzten Jahren wuchs der Anteil der Umweltindustrie am Bruttoinlandsprodukt auf über 3 Prozent.

Zukünftig wird die chinesische Führung den Ausbau und die Entwicklung des Umweltsektors in China voraussichtlich noch stärker fördern: Zwar debattiert die politische Führung aktuell noch über den Inhalt des 13. Fünfjahresplans (dann gültig von 2016–2020), es scheint jedoch schon jetzt relativ gesichert, dass China auch in den nächsten Jahren weiter auf eine Verbesse-

rung des Umweltschutzes, der Energieeffizienz und der verstärkten Förderung von Erneuerbaren Energien setzen wird, um für eine sauberere Umwelt für die eigene Bevölkerung zu sorgen und die Abhängigkeit von den fossilen Energieträgern – allen voran der Kohle – abzubauen.

Die nötigen Anreize zur schnellen Weiterentwicklung der Erneuerbaren Energien in China hat die Regierung in den letzten Jahren geschaffen, indem sie einen Einspeisevorrang für Strom aus regenerativen Quellen, Feed-in-Tarife (FiTs; Einspeisevergütungen) sowie auch steuerliche Vergünstigungen eingeführt hat. So wird beispielsweise die Mehrwertsteuer aus dem Verkauf von aus Windenergie gewonnenem Strom zu 50 Prozent erstattet, beim Verkauf von selbst erzeugtem Biodiesel sogar zu 100 Prozent. Auch Unternehmen, die sich mit den entsprechenden innovativen Technologien und Dienstleistungen im Energiesektor befassen, können Steuerbefreiungen oder -erleichterungen erhalten.

Zusätzliche Gebühren auf den Stromverbrauch fließen in Fonds, die der Finanzierung von Förderprogrammen im Bereich der Erneuerbaren Energien dienen. Auch die chinesischen Banken haben mit speziellen Kreditvergabeprogrammen für Umweltprojekte und umweltfreundliche Industrien zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in China beigetragen.

Das alles hat offenbar dazu geführt, dass es 2012 zu einer bemerkenswerten Veränderung in Chinas Energiemix kam: Erstmals lösten die Nuklear-, Wind- und Hydroenergie den Posten Rohöl als zweitgrößte Energiequelle ab.³²

■ Kohle
■ Rohöl
■ Erdgas
■ Nuklear-, Wind- und Hydroenergie

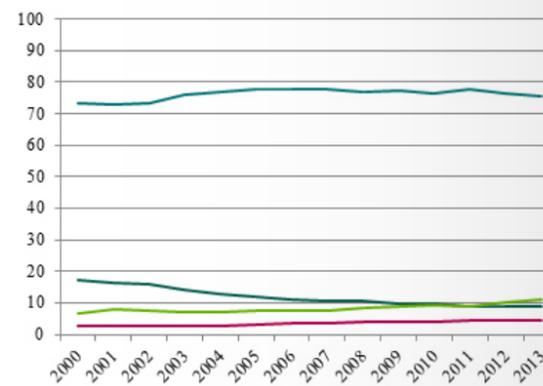


Abbildung 17: Energiemix in China

Mit der Strukturreform des Stromsektors im Jahre 2002 kam es schrittweise zu einer wettbewerbsorientierten Liberalisierung des chinesischen Strommarktes. Allerdings kommt der Sicherstellung der Energieversorgung und dem Aufrechterhalten der Preisstabilität in China nach wie vor ein hoher Stellenwert zu, weshalb der chinesische Energiemarkt auch weiterhin unter weitreichender staatlicher Kontrolle und Aufsicht steht. In den Upstream-Märkten wie Kohle- oder Rohölförderung können sich die Preise zwar relativ frei bilden, in verbrauchernahen Märkten (Downstream) wie Haushaltsstrom, Erdgasheizung oder Benzin unterliegt die Preisbildung aber noch immer staatlicher Kontrolle.³³

Des Weiteren sind die Errichtung und der Betrieb von Stromnetzen fest in den Händen der beiden großen staatlichen Netzgesellschaften State Grid Corporation of China (SGCC) und China Southern Grid Company (CSG). Auf der Erzeugerseite befinden sich fünf staatseigene Unternehmen – auch die „Big Five“ genannt –, die den Großteil des Stroms produzieren.³⁴

Grundsätzlich ist bei jeder Investition in China der Catalogue for the Guiding of Foreign Investment (sog. „Investitionslenkungkatalog“) zu beachten. Er reguliert den Zufluss ausländischen Kapitals und unterteilt die verschiedenen Wirtschaftszweige in die Kategorien „bevorzugt“, „beschränkt“ und „verboten“. In der neuesten Auflage des Investitionslenkungkataloges von 2015 sollen insgesamt zwölf Industriesektoren und 345 Branchen gefördert werden. Im Vergleich zu dem Katalog von 2011 bestehen weitaus weniger Beschränkungen, so hat sich z. B. die Zahl der Wirtschaftszweige in der Kategorie „beschränkt“ von 79 auf 38 und in der Kategorie „verboten“ von 38 auf 36 reduziert.

Bei aller Euphorie über die Investitionsmöglichkeiten und Förderprogramme im Bereich Umweltschutz und Erneuerbare Energien ist allerdings nach wie vor zu bedenken, dass die allgemeinen Investitionsbedingungen für ausländische Unternehmen in China als nicht sehr positiv, teilweise sogar als eher schwierig einzustufen sind. So besteht in wesentlichen Bereichen des Energiesektors das Erfordernis, chinesische Partner einzubinden, und die Zuständigkeit verschiedenster Behörden bringt in der Praxis erhebliche Investitionsbarrieren mit sich.

Zum Bau von Kraftwerken ist beispielsweise meist eine lokale Gesellschaft erforderlich. Vor der Projektrealisierung müssen unter anderem eine Machbarkeitsstudie vorgelegt und Verträge mit der

lokalen Regierung geschlossen werden. Ein Energieversorger muss zudem eine Genehmigung zur Stromversorgung bei der jeweiligen für elektrische Energie zuständigen Verwaltung beantragen – das ist je nach Versorgungsgebiet entweder die Provinzregierung, die autonome Region oder die Zentralverwaltung der ihr unterstehenden Gemeinde –, bevor er den Betrieb aufnehmen darf.

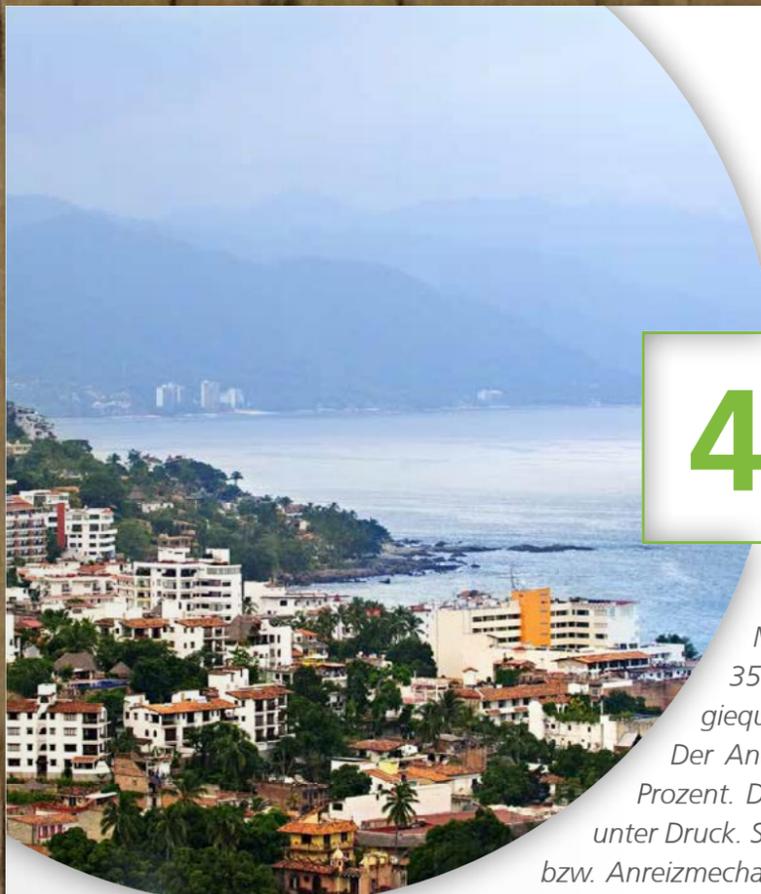
Für deutsche Investoren gibt es allerdings auch gute Neuigkeiten: Um die selbst gesetzten Ziele auch zu erreichen, ist man in China nach wie vor intensiv auf innovative Technologien und das Know-how aus dem Ausland angewiesen. Damit eröffnen sich auch in Zukunft gute Chancen für ausländische Unternehmen auf dem chinesischen Markt, etwa im Bereich des Kraftwerkbaus durch Zulieferung benötigter Komponenten oder mit dem Engineering und Projektmanagement ganzer Anlagen. Hingegen erscheint das selbstständige Betreiben von Kraftwerken oder Stromnetzen aufgrund des regulatorischen Umfeldes und der strikten Kontrolle seitens der chinesischen Regierung weiterhin ungünstig bis eher unrealistisch. Mit dem richtigen Set-up und den entsprechenden Vorkehrungen können aber auch zukünftig Projekte vor allem im Bereich der Erneuerbaren Energien lohnende Geschäfte für deutsche Unternehmen sein.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Volksrepublik China
Dr. Martin Seybold

Telefon: +86 (10) 85 73 13 88
E-Mail: martin.seybold@roedl.pro



4 Anreizmechanismen für Erneuerbare-Energien-Projekte in Mexiko

von Mariangela Zerpa Dreyer

Mexiko hat sich verpflichtet, bis zum Jahr 2024 35 Prozent seines Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu erzeugen, bis 2050 sogar 50 Prozent. Der Anteil der Erneuerbaren liegt derzeit bei ca. 25 Prozent. Die mexikanische Regierung steht deshalb jetzt unter Druck. Sie setzt auf unterschiedliche Förderprogramme bzw. Anreizmechanismen, um den Anteil Erneuerbarer Energien am nationalen Energiemix zu erhöhen bzw. den Ausbau der entsprechenden Infrastruktur zu beschleunigen.

Mexiko beabsichtigt, im Jahr 2024 die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (EE) auf einen Anteil von 35 Prozent zu erhöhen. In den Jahren 2035 soll dieser Anteil 40 Prozent und 2050 sogar 50 Prozent betragen. Diese Zielwerte sind in dem bereits 2008 erlassenen Gesetz zur Nutzung Erneuerbarer Energien und zur Finanzierung der Energiewende (Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética; LAERFTE) verankert. Nach einem aktuellen Bericht der International Renewable Energy Agency (IRENA) könnte sogar schon 2030 nahezu die Hälfte des Stroms in Mexiko aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Ende 2014 lag die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nach Angaben des mexikanischen Energieministeriums bei ca. 55.000 MW und trug damit nur rund 25 Prozent zur gesamten Stromproduktion bei.

Die mexikanische Regierung zielt darauf ab, mittels Liberalisierung des Strommarktes den stetig steigenden Strompreis zu senken und die wachsende Stromnachfrage nachhaltig zu stillen, die im vergangenen Jahr bei ca. 235.000 GWh lag. Nach offiziellen Angaben soll sich die Nachfrage in den kommenden zehn Jahren verdoppeln. Im Zuge dessen soll das nationale Energieportfolio mittels sauberer Energiequellen diversifiziert werden.

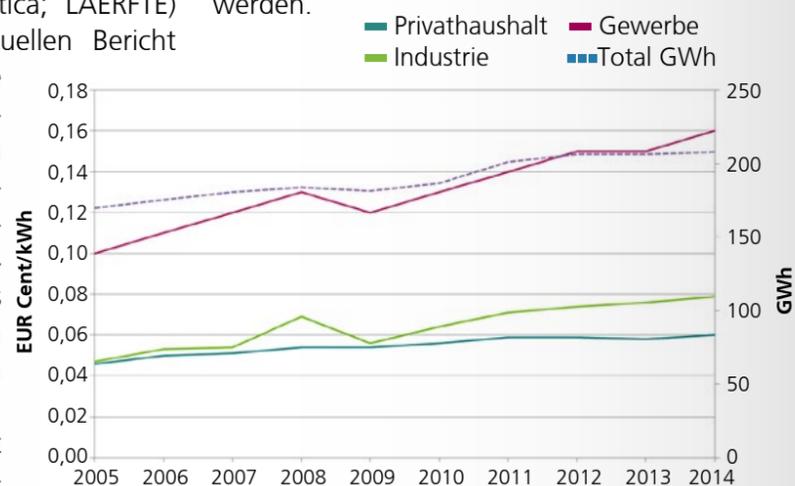


Abbildung 18: Entwicklung: Stromnachfrage und -preis³⁵

Um die gesteckten Ziele zu erreichen, ist der beschleunigte Ausbau der entsprechenden Infrastruktur notwendig. Die mexikanische Regierung hat eine Vielzahl von Anreizmechanismen zum Ausbau Erneuerbarer-Energien-Projekte entwickelt. Diese Maßnahmen bestehen in Form von Förderprogrammen bzw. staatlichen Fonds und setzen unterschiedlichste Investitionsanreize. Zu den wichtigsten staatlichen Förderungsmöglichkeiten zählen:

› **Förderprogramm für nachhaltige Projekte (Programa de Apoyo a Proyectos Sustentables)**

Seit etwa fünf Jahren verwaltet die mexikanische Entwicklungsbank (Nacional Financiera, NAFIN) das Förderprogramm für nachhaltige Projekte. Die NAFIN hat bis dato 2,8 GW installierte Kapazität mit einer Finanzierungssumme von insgesamt 6 Milliarden US-Dollar finanziert. Am Förderprogramm teilnehmen können Projektentwickler ebenso wie Betreiber von Kraftwerken und mexikanische Energieversorgungsunternehmen. Die Laufzeit derartiger Kredite beträgt in der Regel 20 Jahre. Wichtigste Voraussetzung ist allerdings das Einbringen von mindestens 20 Prozent Eigenkapital. Zudem muss das beantragende Unternehmen eine mexikanische (Tochter-) Gesellschaft haben, eine ausführliche Projektbeschreibung einschließlich der Anzahl der zu schaffenden Arbeitsplätze einreichen sowie die für das geplante Projekt erforderlichen Genehmigungen nachweisen.

› **Fonds für nachhaltige Energie (Fondo de Sustentabilidad Energética, FSE)**

Die mexikanische Regierung hat den Fonds für nachhaltige Energie im Jahr 2008 errichtet, um Forschung, Innovation und Entwicklung von Erneuerbaren Energien und energieeffizienten Technologien zu fördern. Die treuhänderische Verwaltung des Fonds, dessen Vermögen sich auf 122 Millionen US-Dollar beläuft, übernimmt die Nationale Bank für Bau und öffentliche Daseinsvorsorge (Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, Bancobras). Um Fördermittel aus dem Fonds zu beantragen, müssen die Forschungsinstitute bzw. Unternehmen, die die Forschungsprojekte betreiben, im nationalen Register für Wissenschaftsinstitute und Forschungsunternehmen (Registro Nacional de Instituciones y Empresas Científicas y Tecnológicas, RENIECYT) eingetragen sein. Auch ein renommiertes deutsches Unternehmen hat die Unterstützung bereits in Anspruch genommen und an einem Forschungsprojekt zur Entwicklung eines Fernüberwachungssystems für Solarzellen mitgewirkt.

Forschungsprojekte bezüglich Geothermie werden besonders gefördert. Die Vergabe der geplanten Forschungsprojekte findet in Form von öffentlichen Ausschreibungsverfahren statt.

› **Fonds für die Energiewende und den Nachhaltigen Energieverbrauch (Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, FOTEASE)**

Das Ziel des mit 60 Millionen US-Dollar ausgestatteten und von Bancobras als Treuhänder verwalteten Fonds ist die direkte Unterstützung von Investitionen in Erneuerbare Energien und energieeffiziente Technologien. Die mexikanische Regierung beabsichtigt damit nicht nur die nationale Energiematrix zu diversifizieren, sondern Maßnahmen zur Energieeinsparung zu fördern. Bereits im April dieses Jahres hat eine Unterbehörde des Energieministeriums (Sub-Secretaría de Electricidad) angekündigt, Photovoltaik-Insellösungsprojekte mit 10 Prozent des Projektwertes finanziell zu unterstützen. Eine wichtige Grundvoraussetzung für die Inanspruchnahme von Mitteln des Fonds ist die Einhaltung der entsprechenden technischen Normierung.

Mangels eines gesonderten Einspeisetarifs in Mexiko setzt die Regierung auf anderweitige Investitionsanreize. Dazu gehören das Net-Metering, die Energiebank sowie günstigere Durchleitungsgebühren. Das Net-Metering existiert in Mexiko bereits seit dem Jahr 2007. EE-Anlagen im Niederspannungs- (10 kW für Privathaushalte und 30 kW für die Industrie) und Mittelspannungsbereich (≤ 500 kW) dürfen das Modell anwenden. Stromerzeugungsanlagen, die bis zu 30 kW Anschlussleistung verfügen, sind nicht genehmigungspflichtig. Für die Stromerzeugung im Bereich der Hochspannung bedarf es einer entsprechenden Genehmigung der Energieregulierungsbehörde (Comisión Reguladora de Energía, CRE).

Das Modell der Energiebank findet bei Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung über 500 kW Anwendung. Ein bestehender Stromüberschuss kann entweder für den zukünftigen Verbrauch für einen Zeitraum von zwölf Monaten ins nationale Stromnetz eingespeist oder direkt an die Kunden verkauft werden.

Ferner sind die Durchleitungsgebühren für den aus Erneuerbaren Energien produzierten Strom 50 Prozent billiger als bei herkömmlichen Energiequellen.

Was die steuerlichen Anreize betrifft, setzt die mexikanische Regierung weiterhin auf vereinzelte Instrumente. Dazu zählen z. B. die Abschaffung von Einfuhrzöllen und die hundertprozentige Abschreibung regenerativer Stromerzeugungsanlagen bereits im ersten Geschäftsjahr.

Fazit

Das Land ist gerade für deutsche Unternehmen ein wichtiger Wirtschaftsstandort. Als einziges Land in Lateinamerika hat Mexiko ein Doppelbesteuerungsabkommen, ein Freihandelsabkommen und ein Investitionsschutzabkommen mit Deutschland. Ferner verfügt Mexiko über zwölf Freihandelsabkommen mit insgesamt 45 Ländern und über 59 Doppelbesteuerungsabkommen, was den Außenhandel deutscher Unternehmen erheblich erleichtert.

Derzeit sind bereits mehr als 1.300 deutsche Unternehmen mit etwa 120.000 Mitarbeitern in Mexiko tätig. Das deutsche Unternehmertum konzentriert sich überwiegend auf die Sektoren Automobilbau und Automobilzulieferindustrie, Pharmazie und Medizintechnik, Chemie, Elektrik und Elektronik. Die Präsenz deutscher Unternehmen auf

dem mexikanischen Markt stellt eine bedeutende Wirtschaftssäule für den mexikanischen Industriesektor dar.

Nach der 2014 beschlossenen Liberalisierung des mexikanischen Energiesektors bieten sich auch im Bereich Erneuerbarer Energien enorme Geschäftsmöglichkeiten. Die jährlich wachsende Stromnachfrage und die erforderliche Erweiterung der bestehenden Stromerzeugungskapazitäten machen die Beteiligung privater Investoren dringend notwendig. Private Projektentwickler bemängeln jedoch das langwierige Genehmigungsverfahren. Die Regierung versucht aktuell die Verfahren zu vereinfachen, allerdings bisher ohne spürbaren Erfolg.

Nichtsdestotrotz setzt das Energieministerium weiterhin auf die Entwicklung von EE-Projekten und hat in diesem Zu-

sammenhang Anfang 2015 Investitionen in Höhe von 4,8 Milliarden US-Dollar für die Erweiterung der installierten Kapazität um 2.700 MW angekündigt. Zudem hat die staatliche Energiegesellschaft (Comisión Federal de Electricidad, CFE) bereits zwei Ausschreibungsprojekte veröffentlicht: eine 25-MW-Geothermieanlage mit einem Investitionsvolumen von 63 Millionen US-Dollar sowie eine Windparkanlage (EPC-Modell) mit einer Leistung von 585 MW (+/- 2 Prozent) mit einem voraussichtlichen Investitionsvolumen von mehr als 1 Milliarde US-Dollar. Für weitere Informationen zu den Ausschreibungsverfahren stehen wir Ihnen gern zur Verfügung.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Mexiko
Mariangela Zerpa Dreyer

Telefon: +49 (30) 81 07 95 57
E-Mail: mariangela.zerpa@roedl.pro



5 Thailand als Wachstumsmarkt für Erneuerbare Energien

von Martin Klose

Thailand gehört zu den größten Energieverbrauchern in Südostasien. Insbesondere aufgrund des in den letzten Jahren stetig gestiegenen Energieverbrauchs ergeben sich dank unterschiedlicher Fördermaßnahmen wie Mehrwertsteuer- und Einfuhrzollbefreiung im Bereich der Erneuerbaren Energien interessante Investitionsmöglichkeiten für deutsche Unternehmen.

In den letzten Jahren ist der Endenergieverbrauch Thailands stetig angestiegen. Während er sich im Jahr 2011 auf 821 GWh belief, stieg er in den Folgejahren signifikant um 3,9 Prozent im Jahr 2012 (852 GWh) und um weitere 2,6 Prozent im Jahr 2013 (874 GWh) an.

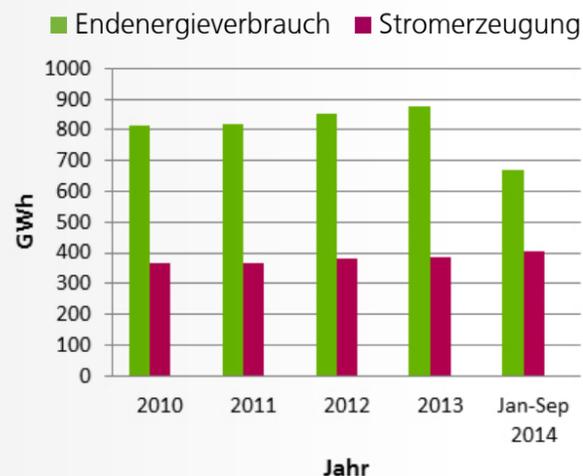


Abbildung 19: Endenergieverbrauch Thailand³⁶

Auch Stromerzeugung und -verbrauch sind einem stetigen Wachstum unterworfen. So stieg der Elektrizitätsverbrauch 2013 um 1,5 Prozent auf insgesamt rund 170 TWh an. Für 2015 ist ein Anstieg der Nachfrage um 5 Prozent zu erwarten.

Aufgrund steigender Preise für fossile Energieträger und der weitgehenden Abhängigkeit von Energieimporten gewinnt das Thema Erneuerbare Energien für Thailand immer mehr an Bedeutung. Mit Importen deckt Thailand knapp 60 Prozent der kommerziellen Energienachfrage, wohingegen inländische Stromproduzenten 2013 lediglich 44 Prozent des Primärenergieverbrauchs abdecken konnten. Nach Angaben des Energy Policy and Planning Office belief sich das Volumen der Energieimporte Thailands 2013 auf rund 37 Millionen Euro. Aus diesen Gründen beschloss Thailand, den Ausbau Erneuerbarer Energien weiter zu fördern.

Seit 2006 ist der Strommarkt Thailands liberalisiert. Kleine (small power producers – SPP; Kapazität 10–90 MW) und sehr kleine Stromerzeuger (very small power producers – VSPP; Kapazität \leq 10 MW), die einen Mindestanteil an Erneuerbaren Energien produzieren, dürfen den erzeugten Strom ins öffentliche Stromnetz einspeisen. Unabhängige Stromerzeuger (independent power producers – IPP) liefern an die staatliche Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). EGAT hält heute rund 44 Prozent Marktanteil an der Erzeugungskapazität, IPPs ca. 39 Prozent und SPPs 10 Prozent. Der Rest setzt sich aus Importen und VSPP-Erzeugung zusammen.

Die Energy Regulatory Commission (ERC) reguliert den Netzzugang. Vor Zulassung muss jede Erneuerbare-Energien-Anlage den Genehmigungsprozess durchlaufen und verschiedene Lizenzen müssen vorliegen: Power Purchase Agreement (PPA) mit der EGAT, Betriebserlaubnis (Department of Industrial Works, DIW), Lizenz zur Stromerzeugung (DEDE), Genehmigung des Anschlusses an das Versorgungsnetz (EGAT), Genehmigung der Stromabgabe (Public Works Department).

Maßgebliche gesetzliche Grundlage für eine öffentliche Auftragsvergabe ist die „Regulation of the Office of the Prime Minister on Procurement 1992“. Am Vergabeverfahren beteiligen sich auch Regierungsbehörden wie das Public Procurement Management Office des Finanzministeriums. Die Veröffentlichung der Vergaberegulungen in der Royal Gazette und auf den Webseiten des Ministeriums für Finanzen, des State Legal Councils und des Innenministeriums soll Transparenz schaffen und Korruption verhindern. Auf der Website des thailändischen Energieministeriums können Interessenten konkrete Anfragen zu Ausschreibungen im Energiesektor stellen. Zudem führt die Website der Germany Trade and Invest GmbH (GTAI) bestehende und geplante Projekte auf.

Im Hinblick auf die bevorstehenden Herausforderungen (steigende Stromnachfrage, erhöhte Rohstoffpreise, Abhängigkeit von Stromimporten) beinhaltet der strategische Plan des thailändischen Energieministeriums folgende Zielvorgaben:

Zentrale Säulen	Elemente
1. Bereitstellung von adäquater Energieversorgung	<ul style="list-style-type: none"> › Das Angebot von Erdölquellen soll durch eine neue Bierrunde für Lizenzen gefördert werden › Übernahme und Entwicklung von Energiequellen und Kooperation mit benachbarten Ländern › Förderung von Energieprojekten im Einklang mit PDP, AEDP und EEDP › Sensibilisierung und Motivierung der Bevölkerung, um die Entwicklung von nachhaltiger Energie weiter voranzutreiben
2. Stärkung der Energiesicherheit und Mehrwertgewinnung durch den Energiesektor	<ul style="list-style-type: none"> › Förderung der Investitionen in die Energieinfrastruktur und Hebung des Energieentwicklungspotenzials in allen Bereichen des Landes (wie z.B. LNG Receiving Terminal, Öl- und Gas-Netzwerk, Übertragungsleistung und Stromnetz-Infrastruktur) › Diversifizierung von Öl- und Energiequellen › Entwicklung eines Notfall-Bereitschaftssystems für Energiekrisen › Förderung neuer Wachstumsindustrien, um Bioenergie-Dreh-scheibe zu werden
3. Regulierung des Energiegeschäfts und der Preise	<ul style="list-style-type: none"> › Festlegung von Elementen für die Regulierung und Überwachung der Qualität und Sicherheit der Energieindustrie › Überarbeitung der Stromtarifstruktur
4. Nachhaltige Energieentwicklung und Umweltfreundlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> › Vorantreiben der Entwicklung von Mechanismen, Regulierungen und Vorgaben › Sensibilisierung der Gesellschaft für eine Kultur der Energieerhaltung › Förderung und Unterstützung von F&E und Ausstellung neuer Arten von sauberen und erneuerbaren Energietechnologien › Gründung eines Netzwerks, um die Kenntnisse der allgemeinen Bevölkerung hinsichtlich Erneuerbaren Energien zu steigern

Tabelle 11: „Strategic Plan“ des Energieministeriums mit jeweiligen Elementen³⁶

Die langfristigen Ziele der thailändischen Energiepolitik sind im neuen Power Development Plan (PDP) 2015–2036 spezifiziert. Den Plan hat der National Energy Policy Council im Mai 2015 genehmigt. Er sieht u. a. eine Erhöhung der Stromgewinnung aus Kohle und Erneuerbaren Energien vor und strebt damit einhergehend einen reduzierten Erdgasverbrauch zum Zwecke der Energiegewinnung an.

Der Alternative Energy Development Plan 2015–2036 (AEDP) als Bestandteil des PDP 2015 sieht eine weitere Erhöhung des Energiebedarfs aus Erneuerbaren Energien vor. Bei einer Zielvorgabe von 19.635 MW im Jahr 2036 ergibt sich ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf von 15.051 MW.

Für potenzielle private Investoren bedeutet das einen starken Anstieg von zu vergebenden Lizenzen, insbesondere in den Bereichen Solar und Biomasse. Zu den derzeitigen Vorreitern der regenerativen Branche zählen Stromerzeuger und Projektierer wie Gunkul, Demco, EA, TPCH, IFEC und Super.

Zudem ist vorgesehen, den Stromverbrauch durch Energieeffizienz und Energiesparmaßnahmen bezogen auf das Basisjahr 2010 bis zum Jahr 2036 um 30 Prozent zu reduzieren. Die Grundlage für diese Zielvorgabe ist der Energy Efficiency Development Plan (EEDP), der wie der AEDP ebenfalls in den PDP 2015 integriert ist.

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für den thailändischen Energiesektor bestimmt insbesondere der Energy Industry Act vom 10. Dezember 2007. Das Gesetz ermächtigt das Energy Regulatory Board, Betriebszulassungen für Energieanlagen auszusprechen und Richtlinien zur Ressourcennutzung und Energieeffizienz für diese Betriebe aufzustellen. Sinn und Zweck des Energy Industry Act ist es, die Energieversorgung Thailands zu gewährleisten, die Förderung Erneuerbarer Energien sicherzustellen und die Umwelt zu schützen.

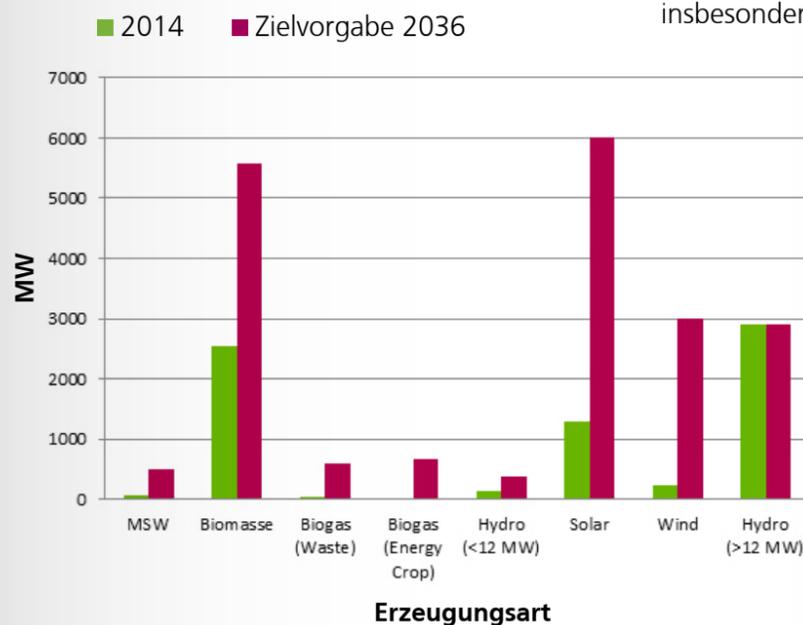


Abbildung 20: Thailands Alternative Energy Development Plan 2015³⁶

Mithilfe verschiedener Fördermechanismen will Thailand die Nutzung Erneuerbarer Energien stärken. Im Zuge der Liberalisierung des thailändischen Energiemarktes hat die Regierung verschiedene Investitionsanreize für deutsche Unternehmen geschaffen:

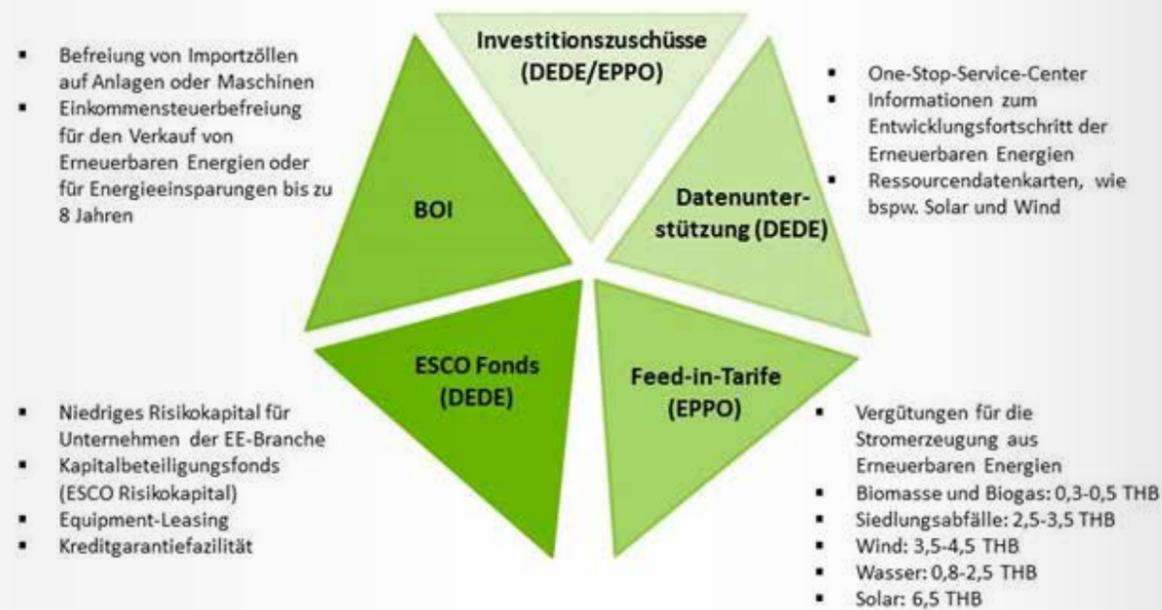


Abbildung 21: Fördermechanismen in Thailand⁹⁶

Das wachsende Interesse an „grünen“ Technologien und nachhaltigen, ökologisch vertretbaren Produktionsweisen spiegelt sich auch in der aktuellen Neuausrichtung der Strategie des thailändischen Board of Investment (BOI) wider. Steuererleichterungen des BOI spielen innerhalb der bestehenden Fördermaßnahmen eine entscheidende Rolle: So entfällt u. a. für acht Jahre die Körperschaftsteuer für Projekte und Aktivitäten im Bereich Erneuerbare Energien, die die höchste Prioritätsstufe erlangen. Zudem ist es möglich, Geräte und Maschinen zollfrei zu importieren.

Zur Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten sind mit dem Energy Service Company Fund (ESCO) und dem Energy Efficiency Revolving Fund (EERF) zwei zentrale Fonds ins Leben gerufen worden.

ESCO macht teilnehmende Unternehmen zu staatlichen Partnern bei der Implementierung von Projekten. Dafür müssen die Unternehmen den Nachweis erbringen, dass sie Nutzer entweder mit Finanzhilfen oder mit ihrer Erfahrung bei der Auswahl und Durchführung von Projekten unterstützen. ESCO selbst kann auf technische und finanzielle Berater sowie auf Projektmanagement-Firmen zurückgreifen. Der EERF vergibt über beteiligte Geschäftsbanken zinsgünstige Kreditlinien für Investitionen in Erneuerbare-Energien-Projekte. Es ist durchaus möglich, den ESCO Fund und den EERF zu kombinieren.

Zudem bietet das Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE) Hilfe und technische Beratung an. Dort sind auch Solar- und Windkarten Thailands erhältlich.

Das Energy Policy and Planning Office (EPPO) kümmert sich um die Ausgestaltung von Förderprogrammen zur Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen.

muss. Gleiches gilt für den Mangel an qualifizierten Technikern, Ingenieuren und sonstigen Fachkräften, insbesondere in Gebieten außerhalb des Ballungszentrums Bangkoks.

Nicht zu unterschätzen sind – trotz der Erleichterungen und Förderungen im Bereich Erneuerbarer Energien – die hohen bürokratischen Anforderungen, die ein ausländisches Unternehmen in Thailand erfüllen

Neben den gezielten Fördermaßnahmen bieten auch die natürlichen Gegebenheiten Thailands hohe Potenziale für erneuerbare Energiequellen:

Biomasse	Biomasse ist bereits seit Jahrzehnten eine traditionelle Energiequelle im ländlichen Thailand. Das Königreich ist als Nahrungsmittelhersteller- und -zulieferland bekannt. Biomasse, die aus Nebenprodukten von Reis, Zucker, Palmöl und der Holzproduktion hergestellt wird, hat aufgrund der starken landwirtschaftlichen Basis das größte Potenzial in Thailand.
Biogas	Biogas wird aus Bakterien unter anaeroben Bedingungen gewonnen. In Tropengebieten ist der mesophile Prozess der gebräuchlichste. Die dafür optimale Temperatur liegt bei ca. 37 °C. Da Biogas aus landwirtschaftlichen und industriellen Herstellungsprozessen und aus organischem Kommunalabfall gewonnen wird, hat Thailand ein großes Potenzial für Energie, die aus Biogas erzeugt wird.
Wasserkraft	Wasserkraft wird als Energiequelle in Thailand nicht aktiv genutzt. Im Jahr 2006 wurden lediglich 7 Prozent der Energieproduktion aus Wasserkraft gewonnen.
Solar	Aufgrund der klimatischen Gegebenheiten ist Thailand ein idealer Markt für Solarenergie.
Biodiesel	Rohstoffe, die für die Biodiesel-Produktion in Thailand geeignet sind, sind z. B. altes Pflanzenöl, neues extrahiertes Pflanzenöl oder verschiedene Pflanzen. Palmöl wird am häufigsten für die Biodiesel-Produktion in Thailand verwendet. Die derzeitige Produktionskapazität aus Palmöl liegt bei 500.000 Litern/Tag. Die Regierung plant, 4,25 Millionen Liter/Tag an Biodiesel herstellen zu lassen.
Wind	Seit 1983 wird in Thailand Windenergie erzeugt. Dies kann hauptsächlich den Felder-Testläufen der Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) zugeschrieben werden. An der Küste von Phuket begann 1990 die Produktion von Windenergie.
Ethanol	Ethanol kann mit Benzin gemischt und in Ottomotoren (spark-ignition engines) genutzt werden. Thailand verwendet hauptsächlich Ethanol-Produktionsanlagen, die als Rohstoff Zuckerrohr oder Maniok in Anspruch nehmen.

Tabella 12: Erneuerbare Energiequellen in Thailand

Insbesondere bei der Solarenergie sind derzeit verstärkt Entwicklungen zu beobachten. So beweist Thailand seine Profitabilität in diesem Sektor mit einem der größten Solarenergieprojekte in Südostasien. Das 257-MW_p-Projekt der SPCG Public Company Limited besteht aus 35 Solaranlagen, die seit 2010 gebaut wurden. Es hat eine Jahresleistung von rund 345 Millionen kWh, was dem jährlichen Stromverbrauch von rund 287.500 thailändischen Haushalten entspricht. Im Jahr 2016 sind neue Lizenzen für Solaranlagen von 800 MW_p zu erwarten. Eine Einspeisevergütung in Höhe von 5,66 THB/kWh (0,15 €/kWh) ist nach Aussagen des Director-General of the Energy Policy and Planning Office, Twarath Sutabutr, für 25 Jahre geplant. Die so erzeugte Energie kann dann an EGAT verkauft werden.

Fazit

Ist man bereit, die hohen bürokratischen Anforderungen in Thailand zu durchlaufen, bieten gezielte Fördermaßnahmen wie Mehrwertsteuer- und Einfuhrzollbefreiung für Motoren, Maschinenteile und Materialien des Anlagenbaus neben den aufgezeigten Nutzungsmöglichkeiten der einzelnen Energiequellen gute Investitionsmöglichkeiten und zeichnen das Bild eines attraktiven Marktes für deutsche Unternehmen im Sektor der Erneuerbaren Energien.³⁷



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Thailand
Martin Klose

Telefon: +66 (2) 6 70 06 70
E-Mail: martin.klose@roedl.pro



6 Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten in Finnland

von Timo Huhtala

Finnland produziert etwa 30 Prozent seines Energiebedarfs aus erneuerbaren Energiequellen. Ziel ist, bis zum Ende des Jahres 2020 einen Anteil von 38 Prozent zu erreichen. Als innovationsgetriebenes Land ist Finnland ein besonders interessanter Markt für ausländische Investoren, die sich an der Weiterentwicklung der erneuerbaren Energiequellen beteiligen möchten.

Starke Rolle der staatlichen Förderung

In Finnland hängt die Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten sehr stark von der öffentlichen Unterstützung ab, da sich viele Projekte ohne staatliche Förderung wirtschaftlich nicht tragen und Banken deshalb grundsätzlich sehr vorsichtig bei deren Finanzierung sind. Gut in dieses Bild passen spezialisierte Finanzinstitute, die in den letzten Jahren Erfahrungen im Projektgeschäft mit Erneuerbaren Energien (EE) sammeln konnten.

Häufig stellt beispielsweise die staatseigene Förderbank Finnvera Finanzierungen bereit, insbesondere Konsortialfinanzierungen. Finnvera unterscheidet sich vom privaten Finanzierungssektor dadurch, dass der finnische Staat einen gewissen Anteil an Kreditverlusten von Finnvera übernimmt. Finnvera hat die Aufgabe, ausdrücklich als Risikoteilhaber bei Projekten gemeinsam mit anderen Darlehensgebern bereitzustehen, zum Beispiel als Bürge bei der von anderen Banken gewährten Finanzierung. Der Zweck

von Finnvera ist also nicht, mit privaten Geschäftsbanken zu konkurrieren.

Anfang 2013 hat das Arbeits- und Wirtschaftsministerium (TEM) für Finnvera beschlossen, sich auf die Finanzierung von EE-Projekten zu konzentrieren. Die für Finnvera gesetzten Ziele sind nicht in Euro definiert und werden auch nicht monetär bemessen. Vielmehr wird der Einfluss der Finanzierungstätigkeit anhand der Anzahl der neu geschaffenen Arbeitsplätze und des Wachstums der geförderten Unternehmen bestimmt.

Das Zinsniveau richtet sich individuell nach dem Kunden. Der Preis hängt in der Regel von z. B. Finanz- und Ertragslage des Unternehmens, dem operationellen Risiko sowie Kreditsicherheiten ab. Der durchschnittliche Zinssatz, basierend auf EURIBOR, liegt zwischen 2 und 4 Prozent. Finnvera unterstützt auch relativ riskante Projekte, weshalb der Zinssatz recht hoch sein kann. Die höheren Risiken der Finanzierung liegen darin, dass

kleine, aber wachstumsorientierte Unternehmen selten ausreichende Kreditsicherheiten bereitstellen können und die Erfolgsaussichten ihrer Geschäftstätigkeiten unter Umständen mit Unsicherheiten behaftet sind. Die Darlehenslaufzeit bei den von Finnvera finanzierten Projekten kann jedoch etwas länger und die geforderte Eigenkapitalquote etwas niedriger sein als bei üblichen Anlagenfinanzierungen.

Bei den Finanzierungsmöglichkeiten durch Finnvera sind die staatlichen Förderbestimmungen zu berücksichtigen. Beispielsweise darf bei einer Förderung der vom Einspeisetarifsystem erfassten Kraftwerke keine sonstige staatliche Förderung mehr erfolgen.

Neben Finnvera ist auch das Innovationsfinanzierungszentrum Tekes als Sonderfinanzier in Finnland tätig. Tekes hilft Unternehmen, eine entwicklungsfähige Idee geschäftlich umzusetzen, indem es Finanzierungen und Sachverständigendienstleistungen anbietet. Die von Tekes in Aussicht gestellte Finanzierung bedeutet für Unternehmen einen Anreiz, ihre Forschungs- und Entwicklungsarbeiten voranzutreiben.

Eine Finanzierung durch Tekes können in Finnland registrierte Unternehmen und andere wirtschaftlich tätige Vereinigungen erhalten. Die wichtigste Zielgruppe von Tekes sind kleine und mittelgroße Unternehmen, die Wachstum durch Internationalisierung anstreben. Der Anteil von Tekes an der Finanzierung hängt von der Neuheit des Projekts und der Distanz zum Marktgebiet ab. Zusätzlich zur Beihilfe gewährt Tekes als weitere Finanzierungsmöglichkeit einen Risikokredit ohne Sicherheiten.

	Art der Förderung	Grundförderung	Tarifperiode 1. April bis 30. Juni 2015
Wind, Biogas, Holzbrennstoffe	Einspeisetarif = Unterschied zwischen Zielpreis und Marktpreis	Unterschied zwischen 83,5 €/MWh und dem Marktpreis	83,50€ – 25,83€ = 57,67 €/MWh
Hackschnitzel	Einspeisetarif verändert sich nach dem Marktpreis des Emissionsrechts und der Steuer auf Torf	0 – 15,87 €/MWh	15,87 €/MWh

Tabelle 13: Gegenwärtige Einspeisetarife

Private Geschäftsbanken als Projektfinanzierer

Private Geschäftsbanken beurteilen Projekte mit dem Fokus auf Erneuerbare Energien nach den üblichen Projektfinanzierungskriterien. Für die Bank ist es vor allem wichtig, die Entwicklung des projektbezogenen Cashflows vorzusehen. Dabei kommt ihnen der Vorteil von EE-Projekten zugute, zumeist entweder von Investitionshilfen gestützt oder vom Einspeisetarifsystem erfasst zu sein. Ein weiteres zentrales Kriterium bei der Finanzierungsentscheidung ist die Kapitalstruktur des Projektes.

Da die Projektfinanzierungen hauptsächlich von der Unterstützung durch den öffentlichen Sektor abhängen, insbesondere von den genannten Förderbanken, fungiert der öffentliche Sektor oft als Initiator und Koordinator des Projekts, während eine finnische Bank als Projektfinanzierer mit üblichen Konditionen und Absicherungen wie bei normalen Unternehmensfinanzierungen tätig wird. Allerdings liegt der Zinssatz bei Projektfinanzierungen oft höher – zwischen 5 und 7 Prozent – und die Auswertung von Kennzahlen ist Standard. Eine allgemeingültige Aussage lässt sich nicht treffen, da die Konditionen je nach Projekt variieren können.

Auch regressfreie Finanzierungen sind bei Banken möglich, finden in Finnland aber nur selten Anwendung.

Im Allgemeinen werden Erneuerbare-Energien-Projekte von den Banken positiv betrachtet, ihr Mitwirken an derartigen Projekten ist erwünscht. Projektbezogene Investitionshilfen und die Risikoverteilung in Kooperation mit Finanzierungsinstituten wie Finnvera fördern eine positive Finanzierungsentscheidung, sofern die normalen Unternehmensfinanzierungskriterien erfüllt sind.

Fazit

Finnland ist insbesondere für Start-ups und Wachstumsunternehmen im EE-Sektor attraktiv. Die interessantesten Objekte für ausländische Technologielieferanten, Investoren und Projektentwickler sind Projekte in den Bereichen Windkraft, Biomasse und Clean Tech. Clean Tech ist eine der am stärksten wachsenden Branchen in Finnland. Die traditionell starke Rolle der Förderbanken schränkt die Beteiligung eines ausländischen Investors oder Projektentwicklers an einem finnischen EE-Projekt keineswegs ein. Ganz im Gegenteil: Die Anzahl ausländischer Investoren ist in den letzten Jahren stetig gewachsen.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Finland
Timo Huhtala

Telefon: +358 (0) 9 69 62 22 51
E-Mail: timo.huhtala@roedl.pro



7 Singapur als regionales Erneuerbare-Energien-Technologiezentrum

von Dr. Paul Weingarten

Trotz erschwelter Bedingungen hat sich Singapur der Aufgabe angenommen, die Erneuerbaren Energien nachhaltig zu fördern und auszubauen. Für manch ein Technologie-Unternehmen dürfte sich ein Engagement lohnen, denn der Markt lockt vermehrt Investoren an.

„We need the greenery of nature to lift our spirits“ – so lautet das Erfolgskonzept des in diesem Jahr verstorbenen Staatsgründers Lee Kuan Yew. Folglich bildet die nachhaltige Entwicklung des ehemals britischen Handelspostens hin zu einer sauberen und „grünen“ Weltmetropole von Anbeginn einen wichtigen Pfeiler der Lokalpolitik. Für den industrialisierten tropischen Stadtstaat ohne nennenswerte natürliche Energievorkommen und mit einer Gesamtbevölkerung von 5,4 Millionen Einwohnern auf 716 km² ist das eine große, aber auch unvermeidbare Herausforderung.

In diesem Jahr feiert der Inselstaat sein 50-jähriges Bestehen und wird mittlerweile als Kandidat für die „Greenest Cities in the World“ gehandelt – ein Ansporn für die singapurische Regierung, die Bemühungen in diesem Bereich noch zu intensivieren. Vor allem aber wurden die Themen der nachhal-

tigen Stadtentwicklung und der Erneuerbaren Energien (EE) bzw. „Green Energy“ als wichtiger Wirtschaftsfaktor entdeckt.

Singapurs Weg zur Green-tech City

Um die gesetzten Ziele umzusetzen und die damit verbundenen Maßnahmen ressortübergreifend zu koordinieren, hat die Regierung das Energy Innovation Programme Office und das Energy Efficiency Programme Office ins Leben gerufen. Ersteres hat primär die Aufgabe, das Wachstum der Clean-Energy-Branche im Wege der Förderung von Forschung und Entwicklung voranzutreiben. In diesem Zusammenhang sei insbesondere auf die Förderinitiative Clean Energy Research and Testbedding sowie auf das Incentive for Research and Innovation Scheme hingewiesen. Beide sollen Unternehmen bei der Erforschung und Entwicklung neuer Umwelt- und Wassertechnologi-

en unterstützen. Singapur positioniert sich damit selbst als „lebendes Testlabor“, indem es interessierten Unternehmen die städtische Infrastruktur zu Forschungszwecken bereitstellt. Ein wichtiger Teilaspekt ist dabei auch die Entwicklung ressourcensparender Energieeffizienzlösungen.

Energiemix

Mit einem Anteil von 95 Prozent bilden Liquefied Natural Gas und sonstige fossile Brennstoffe nach wie vor die primäre Energiequelle, was vor allem auf die geografischen und klimatischen Bedingungen zurückzuführen ist (z. B. Freiflächenproblematik, geringe durchschnittliche Windgeschwindigkeit, fehlender Küstenraum aufgrund stark frequentierter Häfen). Die Energiegewinnung aus Sonnenenergie und Biobrennstoffen bietet allerdings ein großes Zukunftspotenzial in Singapur. Unter anderem geht eine Studie der Sustainable Energy Association of Singapore (SEAS) davon aus, dass der Marktanteil der Solarenergie auf bis zu 16 Prozent des singapurischen Stromverbrauchs gesteigert werden könne (derzeit ca. 1 Prozent), wenn man die landesweite potenzielle Fläche in Betracht zieht. Singapur hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2020 5 Prozent der Stromnachfrage über Solarenergie zu bedienen, was einer Leistung von 350 MW_p entsprechen würde. Die Regierung möchte das ausgerufene Ziel ohne direkte Förderungen und unter anderem durch die vermehrte Nutzung der freien Flächen auf Gebäuden, insbesondere auf öffentlichen Gebäuden, erreichen. Daneben sollen auch die bereits etablierten Waste-to-Energy-Anlagen einen weiteren Ausbau erfahren.

Chancen für die Erneuerbare-Energien-Branche

Obgleich Singapur nur einen verhältnismäßig kleinen Absatzmarkt für EE-Unternehmen bietet und der Anteil an Erneuerbaren Energien trotz des beachtlichen Wachstumspotenzials kurz- bis mittelfristig nur einen überschaubaren Anteil des Gesamtenergiebedarfs abdeckt, sehen wir – ähnlich wie in anderen Branchen – großes Potenzial für Direktinvestitionen in den singapurischen Markt. Belege dafür sind die weltgrößte Solarmanufaktur der norwegischen Renewable Energy Corporation (Investitionsvolumen: 1,3 Milliarden Euro) und eine der weltweit größten Biodieselanlagen der Neste Oil (Investitionsvolumen: 550 Millionen Euro). Für Neste Oil war Singapur als Standort besonders attraktiv, weil sich mit Malaysia und Indonesien die beiden größten Palmölhersteller in unmittelbarer Nähe befinden und Singapur selbst weltweit die Nummer drei im Ölaufbereitungsgeschäft ist. Neste Oil exportiert sein sog. NEXBTL renewable diesel (erneuerbares Diesel) größtenteils nach Europa und Nordamerika.

Vor allem in den Bereichen Forschung, Entwicklung und Vertrieb von EE-Produkten bietet Singapur exzellente Investitionsbedingungen, selbst in EE-Sparten, die mit Blick auf den singapurischen Absatzmarkt weniger von Interesse sind (z. B. Windkraft oder Meeresenergie). Die Gründe dafür sind vielfältig: Allgemein bietet Singapur aufgrund seiner geopolitischen Lage, der wirtschaftsliberalen Unternehmenspolitik, seiner politischen Stabilität und exzellenten Infrastruk-

tur, der transparenten und umfassenden regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der hervorragend ausgebildeten Arbeitskräfte günstige und verlässliche Geschäftsbedingungen für (ausländische) Investoren. So sieht das zum Beispiel auch die „Doing-Business 2015“-Studie der Weltbank, die Singapur zum neunten Mal in Folge als investitionsfreundlichste Volkswirtschaft der Welt ausgezeichnet hat. Investitionsbeschränkungen für ausländische Investoren bestehen praktisch nicht.

Finanzierung und Fördermöglichkeiten von EE-Vorhaben

In den vergangenen fünf Jahren hat die singapurische Regierung ca. 1 Milliarde SGD in die Clean-Tech-Branche investiert. Zusätzlich zu den eingangs genannten Fördermöglichkeiten stellen unter anderem auch das Economic Development Board und die National Research Foundation Investitionskapital bereit. Zusätzlich gewährt das Productivity and Innovation Credit Scheme für bestimmte Aktivitäten (z. B. die Registrierung von Patenten, Mitarbeitertraining sowie Forschung und Entwicklung) attraktive Steuervorteile von bis zu 400 Prozent der Investitionssumme

oder steuerfreie Fördergelder. Selbst die Internationalisierung bzw. Regionalisierung der Unternehmen ist förderungsfähig. Daneben bietet das attraktive Steuersystem mit einem Körperschaftsteuersatz von 17 Prozent gewisse Standortvorteile.

Singapur hat sich über die Jahre hinweg als internationales Finanzzentrum etabliert, und obgleich die Finanzbranche verhältnismäßig wenige maßgeschneiderte Produkte für die Erneuerbare-Energien-Branche bereithält, ist für den asiatischen Raum bis zum Jahre 2030 von Investitionen in entsprechende Technologien in Höhe von knapp 2,3 Billionen Euro auszugehen. Daran beteiligen sich neben Banken und regierungsnahen Organisationen insbesondere auch Private-Equity-Fonds und andere Privatunternehmen, die verstärkt Interesse für die Clean-Tech-Branche zeigen.

Insgesamt lohnt es sich deshalb, einen Blick nach Singapur oder durch das Tor nach Asien in die südostasiatische Region zu wagen.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Singapur
Dr. Paul Weingarten

Telefon: +65 (62) 38 67 70
E-Mail: paul.weingarten@roedl.pro

VII Quellenverzeichnis

Die Quellen sind passend zu den Endnoten im Text fortlaufend nummeriert.

- 1 Neuinstallationen 2014: SEIA, pv magazine, Photon.info.
- 2 <http://www.iea.org/roadmaps/>.
- 3 http://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_gr%C3%B6%C3%9Ften_Kohlenstoffdioxidemittenten
- 4 <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/in-deutschland.html>; Stand Juni 2014.
- 5 https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/id/pa_daten_fakten.html.
- 6 Als Fündigkeitsrisiko bezeichnet man das Risiko ein geothermisches Reservoir nicht mit der geplanten Anzahl an Bohrungen in ausreichender Quantität oder Qualität zu erschließen.
- 7 UNIDO und ICSHP: World Small Hydropower Development
- 8 Verordnungsbegründung FFAV, S. 6: „schwach ertragreiche Flächen, als Folge geringer natürlicher Ertragsfähigkeit deutlich unterdurchschnittliche Produktionsergebnisse, eine geringe oder abnehmende Bevölkerungsdichte, wobei die Bevölkerung überwiegend auf die Landwirtschaft angewiesen ist“
- 9 www.grmf-eastafrika.org
- 10 <http://www.gouvernement.fr/action/la-transition-energetique-pour-la-croissance-verte> (Stand 15. Oktober 2015).
- 11 Eurostat.: http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020_31&plugin=1.
- 12 Pressemitteilung des Ministerrats vom 30. Juli 2014 über den Gesetzentwurf zur Energiewende. <http://www.legifrance.gouv.fr/affichLoiPreparation.do?idDocument=JORFDOLE000029310724&type=general&typeLoi=proj&legislature=14>.
- 13 ADEME « Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050 ».
- 14 Bei Redaktionsschluss war noch keiner dieser Erlasse oder Verordnungen veröffentlicht.
- 15 Stand der Umrechnung; www.oanda.com, Abruf 17. Juli 2014.
- 16 Reuters España, España ultima aprobación de nueva regulación para energías renovables, Abruf 10. Juni 2014.
- 17 Úrad pre reguláciu sieťových odvetví, (Amt für Regulierung von Netzzweigen), Jahresbericht 2012, 2013; http://www.urso.gov.sk/sites/default/files/V52012_svk.pdf, http://www.urso.gov.sk/sites/default/files/URSO_AR_2013%20webSVK.pdf.
- 18 Jahresbericht der Slowakischen elektrischen Übertragungssysteme für 2014“ „Ročenka Slovenskej elektrizačnej a prenosovej sústavy 2014.
- 19 Preisliste eines Stromlieferanten in der Westslowakei, gültig ab 1. Januar 2015.
- 20 Ministerium für Wirtschaft und Aufbau, Nationaler Aktionsplan für Erneuerbare Energie 2010“/“Ministerstvo hospodárstva a výstavby, Národný akčný plán pre energiu z obnoviteľných zdrojov 2010.
- 21 Das litauische Energieministerium: http://www.urso.gov.sk/sites/default/files/URSO_AR_2013%20webSVK.pdf.
- 22 Central Intelligence Agency, The World Factbook, 2015; <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/sf.html>.

- 23 Südafrikanisches Energieministerium (2014); http://www.energy.gov.za/files/renewables_frame.html.
- 24 Eskom, http://www.eskom.co.za/CustomerCare/TariffsAndCharges/Pages/Tariff_History.aspx (Umrechnungskurs vom 4. August 2015; www.oanda.com).
- 25 Department of Energy, Integrated Resource Development Plan for Electricity 2010–2020, Update Report 2013; <http://www.doe-irp.co.za/>.
- 26 Deutsche Industrie- und Handelskammer für das Südliche Afrika, Zielmarktanalyse Südafrika, Photovoltaik Aufdachanlagen 2015; https://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK_Zielmarktanalysen/zma_suedafrika_2015_pv.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- 27 Urban Earth, City of Cape Town launches small scale embedded energy generation guidelines and tariff, 2014; <http://urbaneearth.co.za/articles/city-cape-town-launches-small-scale-embedded-energy-generation-guidelines-and-tariff>.
- 28 EIA, China Overview, <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ch>; Abruf: 28. Juli 2015.
- 29 IWR, Energiebedarf verdoppelt sich bis 2030: China setzt weiter auf Kohle – und auf Erneuerbare, <http://www.iwr.de/news.php?id=24433>; Abruf: 28. Juli 2015.
- 30 Solarify, China verdoppelt Energiebedarf bis 2030, <http://www.solarify.eu/2013/09/13/176-china-verdoppelt-energiebedarf-bis-2030/>; Abruf: 28. Juli 2015.
- 31 The Diplomat, China's Changing Oil Calculus, <http://thediplomat.com/2013/04/chinas-changing-oil-calculus/>; Abruf: 28. Juli 2015.
- 32 Energieherstellung 2012, National Bureau of Statistics of China, China Statistical Yearbook 2013, <http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2013/indexeh.htm>; Abruf: 27. Juli 2015.
- 33 EnergyComment, Chinesische Energiepolitik – eine Einführung, <http://www.energycomment.de/chinesische-energiepolitik-eine-einfuehrung/>; 28.7.2015.
- 34 Schuma, S. NDRC White Paper, Improving China's Existing Renewable Energy Legal Framework: Lessons from the International and Domestic Experience, Abruf: 27.7.2015.
- 35 Eigene Darstellung mit Information vom mexikanischen Energieministerium.
- 36 DEDE (Department of Alternative Energy Development and Efficiency).
- 37 Weitere Informationen: www.dede.go.th oder www.nstda.or.th.

VIII Abkürzungsverzeichnis

€	Euro	BNetzA	Bundesnetzagentur
§	Paragraf	BOI	Board of Investment
%	Prozent	bspw.	beispielsweise
A	Ampere	BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
AEDP	Alternative Energy Development Plan	bzw.	beziehungsweise
AEEGS	Italienische Behörde für Gas, Wasser und Energie	ca.	circa
Abs.	Absatz	CAF	Corporación Andina de Fomento
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Agentur für Umwelt und Energiewirtschaft)	CEI	Italienisches elektrotechnisches Komitee
AGVO	Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung	CFE	Comisión Federal de Electricidad
a. s.	tschechische Aktiengesellschaft	CNMC	Comision Nacional de los Mercados y la Competencia
AUC	Kommission der Afrikanischen Union	CO2	Kohlendioxid
AVBFernwärmeV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme	CODOA	Certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat
B-BBEE	Broad-Based Black Economic Empowerment	CRE	Comisión Reguladora de Energía
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle	CSG	China Southern Grid Company
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch	ct	Cent
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz	CZK	Tschechische Krone (Währung)
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit	d. h.	das heißt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	DEDE	Department of Alternative Energy Development and Efficiency
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz	dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
		DIW	Department of Industrial Works
		EBWE	Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung
		EDL-G	Energiedienstleistungsgesetz
		EE	Erneuerbare Energien
		EEDP	Energy Efficiency Development Plan

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	kW	Kilowatt
EERF	Energy Efficiency Revolving Fund	kWh	Kilowattstunde(n)
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
EG	Europäische Gemeinschaft	KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand	kW _p	Kilowatt Peak
EGS	Enhanced Geothermal System	LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
EIA	Energy Information Administration	LIAG	Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik
EMAA	Plan für Energie, Biogas und Stickstoffautonomie	LNG	Liquefied Natural Gas
EnEG	Energieeinspargesetz	m	Meter
EnergieStG	Energiesteuergesetz	NAFIN	Nacional Financiera (mexikanische Entwicklungsbank)
EnEV	Energieeinsparverordnung	Mrd.	Milliarde(n)
EPC	Energy Performance Certificates	MW	Megawatt
EPEX	European Power Exchange (europäische Strombörse)	MWh	Megawattstunde(n)
EPIA	European Photovoltaic Industry Association	MW _p	Megawatt Peak
EPPO	Energy Policy and Planning Office	MwSt.	Mehrwertsteuer
ERC	Energy Regulatory Commission	MWth	Megawatt thermisch
ERU	Energieregulierungsbehörde in Tschechien	n. F.	neue Fassung
ESCO	Energy Service Company Fund	NERSA	National Energy Regulator of South Africa
etc.	et cetera	No.	Nummer
EU	Europäische Union	Nr.	Nummer
EURIBOR	Euro Interbank Offered Rate	OPEX	Operational expenditure (Betriebskosten)
Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Union	PDP	Power Development Plan
EWärmeG BaWü	Erneuerbare-Wärme-Gesetz für Baden-Württemberg	PPA	Power Purchase Agreement
F&E	Forschung und Entwicklung	PPP	Public Private Partnership
FFAV	Freiflächenausschreibungsverordnung	Pty Ltd	haftungsbeschränkte Gesellschaft in Südafrika
FIT	Feed-in tariff (Einspeisevergütung)	PV	Photovoltaik
FOTEASE	Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía	Q	Quartal
FSE	Fondo de Sustentabilidad Energética	RDL	Real Decreto Legislativo
GDF	Geothermal Development Facility	REC	Renewable Energy Certificates
ggf.	gegebenenfalls	RENIECYT	Registro Nacional de Instituciones y Empresas Científicas y Tecnológicas
GRMF	Geothermal Risk Mitigation Facility	RMB	Renminbi (Währung)
GSE	Gestore dei Servizi Energetici	RPO	Renewable Purchase Obligations
GTAI	Germany Trade and Invest GmbH	SE	Societas Europaea (Europäische Gesellschaft)
GW	Gigawatt	SEAS	Sustainable Energy Association of Singapore
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen	SGCC	State Grid Corporation of China
GWh	Gigawattstunde(n)	SGD	Singapur-Dollar (Währung)
GWp	Gigawatt Peak	Slg.	Sammlung
ICSHP	International Center on Small Hydro Power	SlovSEFF II	Slovak Sustainable Energy Finance Facility
i. d. R.	in der Regel	sog.	sogenannt
i. V. m.	in Verbindung mit	SPP	Small Power Producer
IEA	International Energy Agency	SR	Slowakische Republik
IPP	Independent Power Producer	StromStG	Stromsteuergesetz
IRENA	International Renewable Energy Agency	TEM	finnisches Arbeits- und Wirtschaftsministerium
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau		
km ²	Quadratkilometer		

THB	Thai Baht (Währung)
THG-Quote	Treibhausgasminderungsquote
TWh	Terawattstunde(n)
u. a.	unter anderem
UNEP	Umweltprogramm der Vereinten Nationen
UNIDO	United Nations Industrial Development Organization
URSO	Úrad pre reguláciu sieťových odvetví (Regulierungsbehörde für Netzbranchen)
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
VSPP	Very Small Power Producer
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
z. B.	zum Beispiel
z. T.	zum Teil
zzgl.	zuzüglich



IX Rödl & Partner – Kontakte weltweit

Rödl & Partner China

Dr. Martin Seybold
Telefon: +86 (10) 85 73 13 88
✉ martin.seybold@roedl.pro

Rödl & Partner Deutschland

Anton Berger
Telefon: +49 (911) 91 93 36 01
✉ anton.berger@roedl.com

Kai Imolauer
Telefon: +49 (911) 91 93 36 06
✉ kai.imolauer@roedl.com

Rödl & Partner Finnland

Timo Huhtala
Telefon: +358 (0)9 69 62 22 51
✉ timo.huhtala@roedl.pro

Rödl & Partner Frankreich

Nicola Lohrey
Telefon: +33 (0)1 56 92 31 25
✉ nicola.lohrey@roedl-avocats.fr

Alexa Zimmer

Telefon: +33 (0)1 56 92 39 17
✉ alexa.zimmer@roedl-avocats.fr

Rödl & Partner Indien

Michael Wekezer
Telefon: +91 (124) 4 83 75 50
✉ michael.wekezer@roedl.pro

Rödl & Partner Italien

Svenja Bartels
Telefon: +39 (049) 8 04 69 11
✉ svenja.bartels@roedl.it

Dr. Roberto Pera
Telefon: +39 (06) 96 70 12 70
✉ roberto.pera@roedl.it

Rödl & Partner Litauen

Tobias Kohler
Telefon: +370 (5) 2 12 35 90
✉ tobias.kohler@roedl.pro

Rödl & Partner Mexiko

Mariangela Zerpa Dreyer
Telefon: +49 (30) 81 07 95 57
✉ mariangela.zerpa@roedl.pro

Rödl & Partner Polen

Piotr Mrowiec
Telefon: +48 (61) 6 24 49 21
✉ piotr.mrowiec@roedl.pro

Rödl & Partner Singapur

Dr. Paul Weingarten
Telefon: +65 (62) 38 67 70
✉ paul.weingarten@roedl.pro

Rödl & Partner Slowakische Republik

Ján Urbánek
Telefon: +421 (2) 57 20 04 15
✉ jan.urbanek@roedl.sk

Rödl & Partner Spanien

Christoph Himmelskamp
Telefon: +34 (93) 2 38 93 70
✉ christoph.himmelskamp@roedl.es

Rödl & Partner Südafrika

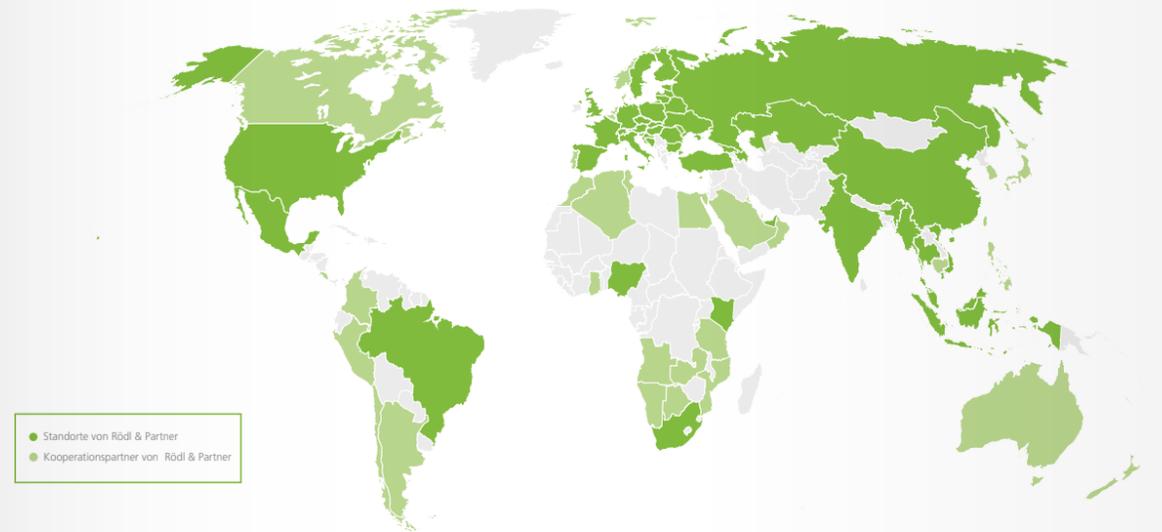
Ulrike Brückner
Telefon: +27 (11) 4 79 30 00
✉ ulrike.brueckner@roedl.pro

Rödl & Partner Thailand

Martin Klose
Telefon: +66 (2) 6 70 06 70
✉ martin.klose@roedl.pro

Rödl & Partner Tschechische Republik

Olaf Naatz
Telefon: +420 (2) 36 16 37 13
✉ olaf.naatz@roedl.cz



Über Rödl & Partner

Rödl & Partner ist als integrierte Beratungs- und Wirtschaftsprüfungsgesellschaft an 102 eigenen Standorten in 46 Ländern vertreten. Unseren dynamischen Erfolg in den Geschäftsfeldern Rechtsberatung, Steuerberatung, Steuerdeklaration und Business Process Outsourcing, Unternehmens- und IT-Beratung sowie Wirtschaftsprüfung verdanken wir circa 4.000 unternehmerisch denkenden Partnern und Mitarbeitern.

Seit 1995 haben wir aus Deutschland heraus eine weltweit tätige Expertengruppe mit 100 Kolleginnen und Kollegen mit dem Fokus Erneuerbare Energien aufgebaut. Zu unseren Auftraggebern zählen u.a. Weltbank, UNEP, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, dena, KfW Entwicklungsbank, Europäische Kommission sowie namhafte Anlagenbauer, Projektentwickler, Energieversorger, Kommunen, Finanzdienstleister und Fondsgesellschaften.

Unsere Leistungen im Bereich der Erneuerbaren Energien:

- › Energie-, Umwelt- und Genehmigungsrecht
- › Gesellschafts- und Wirtschaftsrecht
- › Mergers & Acquisitions
- › Due Diligence
- › Projekt- und Unternehmensbewertung
- › Financial Modelling und Businessplanning
- › Gestaltung von Beschaffungs- und EPC-Verträgen
- › Vergaberecht, Durchführung von Ausschreibungen
- › Länderspezifische Machbarkeitsstudien und Markteintrittsberatung
- › Internationale Fondsgestaltung
- › Internationales Steuerrecht / länderübergreifende Steuergestaltung
- › Finanzierungsberatung national und international
- › Risikomanagement
- › Beratung in der Projektentwicklung und -umsetzung
- › Jahresabschlusserstellung und -prüfung

Weitere Informationen finden Sie auf unserer Webseite www.roedl.de/erneuerbare-energien.

Impressum

Herausgeber:
Rödl & Partner GbR
Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg
Tel.: +49 (911) 91 93 35 04
erneuerbare-energie@roedl.de

Verantwortlich für den Inhalt:
Anton Berger
anton.berger@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg

Koordination:
Helene Gretz
helene.gretz@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg

Layout/Satz:
Katharina Muth
katharina.muth@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg

Helene Gretz
helene.gretz@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg

Bei der Erstellung des E-Books 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.

Der gesamte Inhalt des E-Books und der fachlichen Informationen ist geistiges Eigentum von Rödl & Partner und steht unter Urheberrechtsschutz. Nutzer dürfen den Inhalt 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.



„Jeder Einzelne zählt“ – bei den Castellern 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 Castellern 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 Castellern de Barcelona, im Mai 2011 eingegangen. Der Verein aus Barcelona verkörpert neben vielen anderen dieses immaterielle Kulturerbe.

Rödl & Partner

Rödl & Partner GbR
Rechtsanwälte
Steuerberater
Unternehmensberater
Wirtschaftsprüfer

Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg

Telefon: +49 (9 11) 91 93 - 35 78
Fax: +49 (9 11) 91 93 - 35 88
E-Mail: erneuerbare-energie@roedl.de

www.roedl.de/erneuerbare-energien