

Potenziale erkennen

E|NEws

Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit

Ausgabe: September 2014 – www.roedl.de/ee

> Lesen Sie in dieser Ausgabe:

Im Blickpunkt

Deutschland

- > EEG-Härtefallausgleich als Hindernis für den Asset-Deal? 2
- > Vertriebsmodelle Photovoltaik 4

Aus aller Welt

- > Geothermie: Marktanzreize durch Förderprogramme in Ostafrika und Lateinamerika 7
- > EE-Tarifkürzungen in Italien 10
- > Weitere für EE-Anlagen relevante Maßnahmen des „decreto competitività“ in Italien 12
- > Energieeffizienz in Spanien, Chancen für deutsche Unternehmen 14
- > Rentabilität der EE-Anlagen in Polen 16

Rödl & Partner intern

- > Veranstaltungshinweise 19

Liebe Leserin, lieber Leser,

Das EEG 2014 ist gerade nach zähem Ringen verabschiedet, da beginnt bereits die Diskussion über einen erneuten Reformbedarf des Gesetzes - nach dem EEG ist vor dem neuen Marktdesign! Der EE-Anteil an der Stromproduktion wird in Deutschland in 2014 auf 27 Prozent ansteigen. Glaubt man dem Bundeswirtschaftsministerium als maßgeblichem Autor der Novelle, so stellt diese einen wichtigen Schritt für den weiteren Erfolg der Energiewende dar. Doch noch sind längst nicht alle Probleme gelöst. So bezeichnete kürzlich der Direktor von Agora Energiewende, Patrick Graichen, die Umstellung der Erneuerbaren-Förderung auf ein Ausschreibungsmodell als Großbaustelle der Regierung. Eine lange Liste von Fragen stellt sich dabei, u.a. beispielsweise wie die Vielfalt der Marktakteure erhalten bleiben kann.

Wenngleich sicher auch jetzt keine Langeweile in der Branche einkehren wird, so besteht zumindest für die nächste Zeit Klarheit im Hinblick auf die gesetzlichen Rahmenbedingungen. Aber auch ohne den Blick in die Zukunft schweifen zu lassen, bringt bereits das Tagesgeschäft vielfältige Aufgaben mit sich, die es zu bewältigen gibt, um weiterhin Projekte erfolgreich umzusetzen – zentrale Aspekte bleiben dabei die Fragen der Wirtschaftlichkeit, Vermarktung sowie der Vergütung. Es sollte die Zeit genutzt werden, um die Geschäftsmodelle auf die zukünftigen Anforderungen und Entwicklungen anzupassen.

Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre!



Martin Wambach
Geschäftsführender Partner



Anton Berger
Partner



Im Blickpunkt: Deutschland

> EEG-Härtefallausgleich als Hindernis für den Asset-Deal?

Von Joachim Held

Die Belastung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist inzwischen selbst für mittelständische Unternehmen des produzierenden Gewerbes zu einer maßgeblichen wirtschaftlichen Größe geworden. Die Entlastung durch die besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen (auch als sog. „EEG-Härtefallausgleich“ bezeichnet) kann deshalb mit über den wirtschaftlichen Erfolg oder sogar die Existenz eines Unternehmens entscheiden.

The Renewable Energy Sources Act (EEG) has become a significant economic burden even for medium-sized manufacturing firms. The relief provided by the special compensation scheme for energy-intensive companies (also referred to as the „EEG hardship compensation“) can therefore be decisive for the economic success or even the existence of a company.

Dabei war die zeitliche Spreizung des Entlastungsantragsverfahrens bisher ein Hindernis für die Übertragung von Unternehmen im Wege des sog. „Asset Deals“. Denn bei der Übertragung einzelner Vermögensgegenstände eines Unternehmens („Asset Deal“) tritt anders als bei der Übertragung der Gesellschaftsanteile („Share Deal“) keine gesetzliche Rechtsnachfolge ein. Insbesondere bei der Insolvenzsanierung ist der Asset Deal aus haftungsrechtlichen Gründen jedoch weit verbreitet.

Nach den Verfahrensvorgaben für den EEG-Härtefallausgleich (§§ 40 ff. EEG in der Fassung vom 20. Dezember 2012 (EEG 2012)) war der Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage jeweils bis zum 31. Juli eines jeden Jahres (Antragszeitraum) zu stellen. Dabei mussten die Entlastungstatbestandsvoraussetzungen für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr (Referenzzeitraum) nachgewiesen werden. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) erließ dann in der Regel bis zum Ende des Antragsjahres einen sog. „Begrenzungsbescheid“, auf dessen Grundlage das energieintensive Unternehmen im folgenden Jahr (Begrenzungszeitraum) teilweise von der EEG-Umlage entlastet wurde.

Neu gegründete Unternehmen, insbesondere auch die in der Regel neu gegründete aufnehmende Gesellschaft einer übertragenden Sanierung, wurden hierdurch gegenüber bestehenden Unternehmen benachteiligt, da sie zunächst den erstmaligen Referenz- und Antragszeitraum durchlaufen mussten, bevor ein Entlastungsantrag erstmals Wirkung entfalten konnte. Diese Benachteiligung wurde mit der Einführung des § 41 Abs. 2a EEG 2012 für neu gegründete Unternehmen durch geringere Anforderungen an den Referenzzeitraum abgemildert. Durch eine Umwandlung entstandene Unternehmen, insbesondere die durch einen „Asset Deal“ sanierten Unternehmen, wären jedoch von dieser Privilegierung ausdrücklich ausgenommen

Bei der übertragenden Sanierung verblieb damit dennoch der erhebliche Nachteil unbegrenzter EEG-Umlagekosten im ersten und zweiten Jahr nach der Übertragung. Denn die übertragende Gesellschaft hatte zwar einen Entlastungsanspruch, nach Übertragung der stromverbrauchenden Produktionsanlagen aber keine Stromverbräuche mehr. Dagegen hatte die aufnehmende

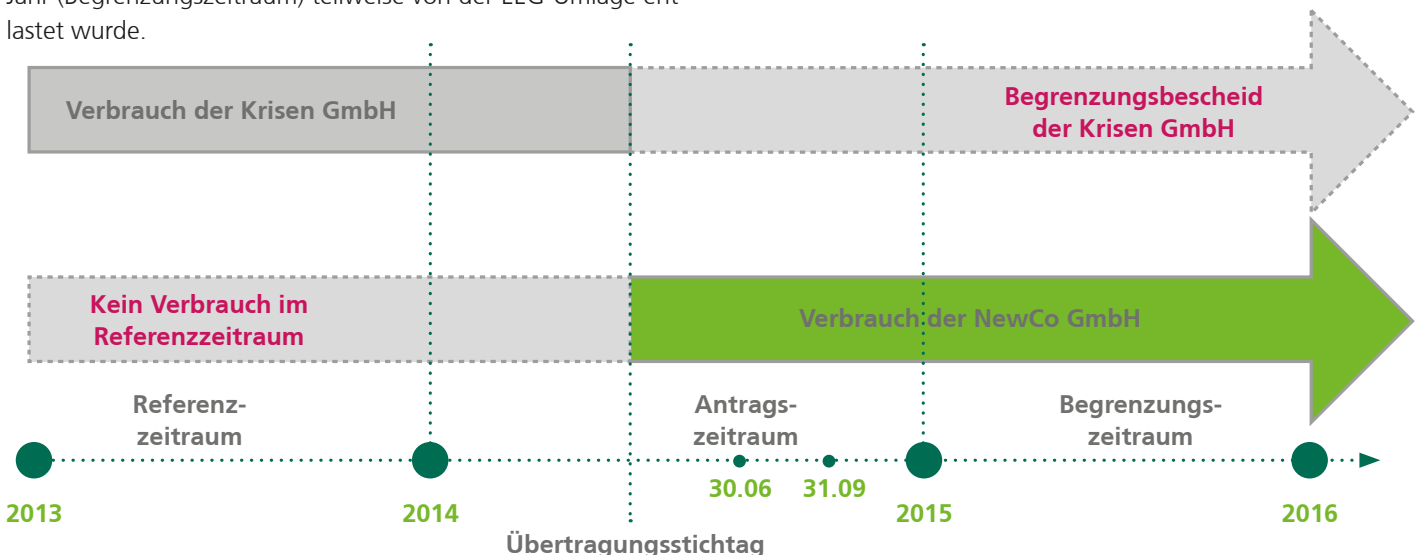


Abbildung 1: Umwandlung von Unternehmen
EEG-Härtefallausgleich, §§ 40 ff. EEG 2012

Gesellschaft zwar von Anfang an hohe Stromkosten, konnte jedoch mangels zurechenbarer Verbräuche im Referenzzeitraum und bei ungünstiger Lage des Übertragungstichtags nach dem 30. Juni mangels Existenz auch noch keinen Entlastungsantrag für den Zeitraum nach der Übertragung stellen. Im ungünstigsten Fall konnte ein sanierungsbedürftiges Unternehmen damit im Rumpfgeschäftsjahr der Übertragung und in den ersten beiden Geschäftsjahren nach der Übertragung nicht von den EEG-Umlagebelastungen befreit werden. Gerade in der sensiblen Sanierungsphase bestand damit eine Belastung, die einer Übertragung durch einen „Asset Deal“ im Wege stand und die Sanierung überhaupt in Frage stellte.

Neue Regelung im EEG 2014

Mit § 67 EEG in der am 1. August 2014 in Kraft getretenen Fassung (EEG 2014) hat der Gesetzgeber eine umfassende Lösung für die besondere Ausgleichsregelung beim „Asset Deal“ getroffen.

Danach hat das aufnehmende Unternehmen einen Anspruch auf Übertragung der bestehenden Begrenzungsbescheide des übertragenden Unternehmens, wenn die wirtschaftliche und organisatorische Einheit nahezu vollständig übergegangen ist. Damit kann die Entlastung von der EEG-Umlage im laufenden Rumpfgeschäftsjahr der Übertragung sichergestellt werden.

Schließlich hat das EEG 2014 eine Mitteilungspflicht für die Umwandlung der von der besonderen Ausgleichsregelung betroffenen Unternehmen eingeführt. Insbesondere soweit Unternehmen nur teilweise übertragen werden oder in mehrere Unternehmen aufgespalten werden, stellt sich in diesem Fall die Frage nach den Auswirkungen auf den Bestand der bestehenden Begrenzungsbescheide.

Der unbestimmte Rechtsbegriff des nahezu vollständigen Übergangs der Unternehmenseinheit wird der Komplexität von Sanierungstransaktionen nicht gerecht. Insofern erfordern die Übertragungs- und Erstentlastungsanträge sanierter Unternehmen nach wie vor eine sorgfältige Prüfung und gegebenenfalls Anpassung des „Asset Deals“, um den Sanierungserfolg nicht durch eine Ablehnung des Übertragungsantrags oder der Erstentlastungsanträge zu gefährden. Dabei bleibt zu hoffen, dass das BAFA die Subsumption der vielfältigen Möglichkeiten der übertragenden Sanierung durch entsprechende Auslegungshilfen vereinfacht. Bis diese vorliegen, sollten sowohl Übertragungsanträge als auch Erstanträge umgewandelter Unternehmen durch eine frühzeitige Kommunikation und Abstimmung mit der Rechtsauffassung des BAFA vorbereitet werden.

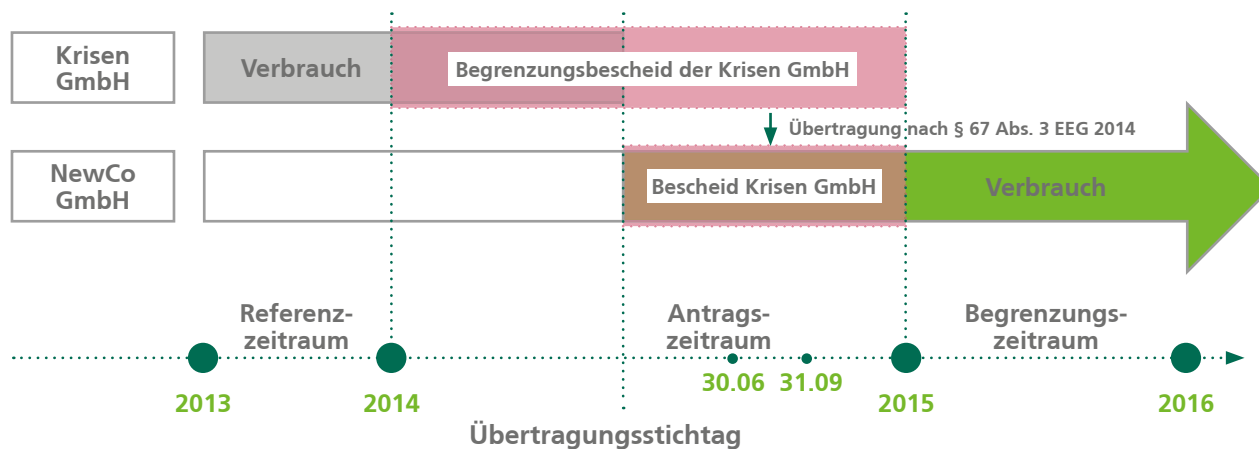


Abbildung 2: Umwandlung von Unternehmen
Übertragung des Begrenzungsbescheids, § 67 III EEG 2014

Für die zukünftigen Entlastungsanträge des aufnehmenden Unternehmens kann dieses weiterhin auf die Daten des abgebenen Unternehmens zurückgreifen. Voraussetzung ist wiederum, dass die wirtschaftliche und organisatorische Einheit in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren vor der Antragstellung nahezu vollständig übergegangen ist. Dabei finden diese Übertragungsgrundsätze auf die Übertragung selbstständiger Unternehmensteile entsprechende Anwendung, sodass auch eine Sanierung durch eine Zerschlagung eines Unternehmens und Übertragung der „gesunden“ Unternehmensteile auf ein neues Unternehmen ohne zusätzliche EEG-Umlagebelastungen möglich sein kann.

Kontakt für weitere Informationen:



Joachim Held

Rechtsanwalt, Mag. rer. publ.

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 15

E-Mail: joachim.held@roedl.com



> Photovoltaik-Vertriebsmodelle

Von Kai Imolauer

Die PV-Branche ist im letzten Jahrzehnt auf Basis der FiT-Systeme stark gewachsen, und mit ihr hat sich auch die Technologie generell weiterentwickelt. Mit diesem Wachstum verbunden ist zum einen eine Senkung der Stromgestehungskosten auf bis zu 10 Cent/kWh und zum anderen aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen die Ausrichtung auf Direktvermarktung oder Eigenverbrauch. Die Eigenverbrauchsmodelle sind in Deutschland trotz EEG 2014 projektspezifisch noch lukrativ, allerdings sollte der Blick auch in Richtung anderer Länder gehen.

Over the last decade the PV-industry achieved a strong growth on basis of FiT-systems while the technology generally advanced. Based on this development there was a decrease in PV energy production costs and as of changed regulations in Germany, a focus on self-consumption and direct marketing of PV electricity. Despite the Renewable Energy Act 2014, self-consumption models are still project-specifically profitable, nevertheless, countrywise a broader perspective can be recommended.

Vertriebsmodelle

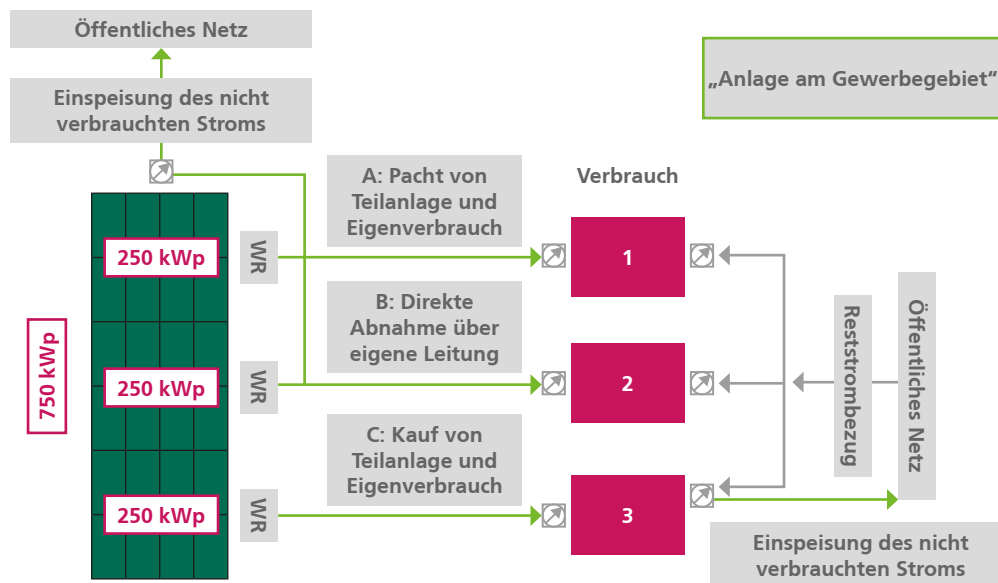
Die Vertriebsmodelle werden zunächst am Beispiel einer Kooperation mit einem deutschen Stadtwerk im nationalen regulatorischen Rahmen erläutert. Im Anschluss daran findet die Betrachtung im internationalen Kontext statt. Bei allen drei betrachteten Varianten fungieren die Stadtwerke beispielsweise als Initiator der Anlage und finanzieren daher auch den Bau der PV-Anlage. Danach stehen verschiedene Optionen zur Wahl, die sowohl kombiniert als auch getrennt Anwendung finden können. Alle drei Möglichkeiten sind in Abbildung 1 unter den Punkten A, B und C abgebildet.

Generell sollte dabei die (Teil-)Anlagengröße auf die Verbräuche der Stromabnehmer ausgelegt sein, um einen möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil zu erreichen. Der Anteil, der ins Netz eingespeist wird, sollte aus wirtschaftlichen Gründen 20 Prozent nicht überschreiten. Um dies zu erreichen, kann auch eine Ost-West-Ausrichtung der Anlage zu empfehlen sein, um die typische Erzeugungsspitze einer Anlage mit Südausrichtung zur Mittagszeit zu begrenzen und eine gleichmäßigere Erzeugung über den Tag hinweg zu ermöglichen. Sobald mehr als ein Abnehmer für den erzeugten Strom der PV-Anlage vorgesehen ist, sollte die Anlage durch Nutzung von dezentralen Wechselrichtern aufgegliedert werden. Die Größe der einzelnen Teilanlagen sollte wiederum an den Verbrauchsmengen (Lastprofilen) der entsprechenden Abnehmer orientiert sein. In Abbildung 1 ist ein fiktives Beispiel einer Anlage parallel zu einem Gewerbegebiet dargestellt. Jeder Stromabnehmer erhält eine eigene Stromleitung, so dass der Strombezug ohne die Durchleitung durch ein öffentliches Netz erfolgt. Außerdem sollte der Standort der Anlage so gewählt werden, dass die Erzeugung in „räumlichem Zusammenhang“ stattfindet. Durch diese Kombination müssen weder Netzentgelte noch Stromsteuer gezahlt werden (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG). Daneben fällt bei Eigenverbrauch (Varianten A und C) eine verringerte EEG-Umlage an (§ 5 Nr. 12 und § 61 Abs. 1 EEG 2014).

Variante A (Kunde 1)

Kunde 1 möchte einen Teil seines Strombezugs durch PV-Strom decken, scheut aber die Investitionskosten für eine PV-Anlage. Eine solche Situation ist nicht unüblich, da viele Unternehmen ihre liquiden Mittel nicht langfristig in einem Bereich binden wollen, der nicht ihrer Kernunternehmenstätigkeit entspricht. In diesem Fall bietet sich das Pachtmodell an. Die Stadtwerke treten infolgedessen als Verpächter der PV-Anlage, das Unternehmen wiederum als Pächter der Anlage auf. Es wird ein meist 20-jähriger Pachtvertrag mit einer festen monatlichen Rate geschlossen. Die Höhe der Ratenzahlung ergibt sich aus einer gut kalkulierten Wirtschaftlichkeitsberechnung. Dabei stehen die finanzaufsichtsrechtlichen Anforderungen in einem nur schwer aufzulösenden Spannungsverhältnis zu den EEG-rechtlichen Anforderungen. Insofern empfiehlt sich eine frühzeitige Abstimmung des Pachtmodells mit der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin).

Durch die Pacht kreiert man Personenidentität (aus EEG-Sicht) zwischen Anlagenbetreiber und Letztverbraucher, und der Kunde 1 wird zum Eigenverbraucher (§ 5 Nr. 12 EEG 2014). Aus Sicht des Pächters fällt neben den Pachtkosten somit noch die verringerte EEG-Umlage in Höhe von 40 Prozent (ab 2017) der Umlage an (§ 61 Abs. 1 EEG 2014). Aus Sicht des Betreibers wird die PV-Anlage vorfinanziert und mit Eigenkapitalverzinsung, quasi als Kapitalanlage, mittels der Pachtzahlung refinanziert. Die Strommenge, die nicht selbst verbraucht werden kann, wird ins öffentliche Netz eingespeist. Je nach Standort der Anlage – nicht vergütungsfähig bzw. Dach- oder vergütungsfähige Freifläche – geschieht das zum monatlichen Börsendurchschnittspreis für Solarstrom (Marktpreis; aktuell ca. 0,04 €/kWh) oder über einen Direktvermarkter gemäß der verpflichtenden Direktvermarktung nach § 34 des EEG 2014 (ca. 0,09 €/kWh für Freifläche, ca. 0,11–0,13 €/kWh bei Dachfläche; Stand August 2014). Wenn die Anlage an einem nicht-vergütungsfähigen Standort steht, behält der ins Netz eingespeiste Strom seine Grünstromeigenschaft.



A	Kunde 1 pachtet einen Teil der Anlage, wird dadurch „Betreiber“ der Anlage und nutzt den erzeugten Strom für den Eigenverbrauch --> Keine Netzentgelte, keine Stromsteuer, verringerte EEG-Umlage (§ 5 Nr. 12 und § 61 Abs. 1 EEG 2014, § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG)
B	Kunde 2 schließt einen Stromliefervertrag mit dem Eigentümer und Betreiber der Anlage (EVU) und bezieht dadurch Strom in räumlicher Nähe und ohne Durchleitung durch ein öffentliches Netz --> Keine Netzentgelte, keine Stromsteuer, volle EEG-Umlage (§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG)
C	Kunde 3 kauft einen Teil der Anlage und nutzt diesen zum Eigenverbrauch --> Keine Netzentgelte, keine Stromsteuer, verringerte EEG-Umlage (§ 5 Nr. 12 und § 61 Abs. 1 EEG 2014, § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG)

Abbildung 1: Fiktives Projektbeispiel „Anlage am Gewerbegebiet“

Bei Nutzung der EEG-Förderung ist dies nicht der Fall. Wie der Mehrwert des eingespeisten Ökostroms wirtschaftlich genutzt werden kann, muss je nach Einzelfall geprüft werden.

Variante B (Kunde 2)

Kunde 2 möchte ebenfalls einen Teil seines Stromverbrauchs mit PV-Strom decken, jedoch will er weder in eine Anlage investieren, noch an einen langfristigen Vertrag mit einer festen monatlichen Zahlung gebunden sein. Stattdessen möchte er genau wie in einem gewöhnlichen Stromliefervertrag einen festgesetzten Preis pro Kilowattstunde Solarstrom bezahlen. Deshalb treten die Stadtwerke als Eigentümer und Betreiber der Anlage auf und schließen einen (Solar-)Stromliefervertrag mit dem Kunden. Sie beliefern den Kunden fortan mit PV-Strom aus der Anlage und speisen den restlichen Strom zu Marktpreisen oder über die verpflichtende Direktvermarktung in das öffentliche Netz ein (§ 34 EEG 2014). Da es sich in diesem Fall nicht mehr um einen Eigenverbrauch handelt, muss neben den Gestehungskosten die volle EEG-Umlage in den Lieferpreis einkalkuliert werden. Jedoch fallen auch bei dieser Variante weder Netzentgelte noch Stromsteuer an (§ 9 Abs. 1 Nr. 3b StromStG). Die Stadtwerke tragen allerdings ein Risiko hinsichtlich der Kundenbonität, was sich nur durch den Anschluss mehrerer Kunden an einer Anlage (siehe Beispiel) streuen lässt.

Variante C (Kunde 3)

Kunde 3 möchte einen Teil seines Strombezugs durch PV-Strom decken und ist auch bereit, dafür in eine Anlage zu investieren. Dieser Kunde sollte bereits bei Konzeption der „Gewerbeanlage“ als Co-Investor angesprochen werden. Die Anlage würde somit direkt vom Generalunternehmer (GU) bzw. von den Stadtwerken als „Mittler“ an den Kunden 3 veräußert. Aufgrund der größeren Anlagenleistung lassen sich ggf. günstigere spezifische Kosten erreichen. Kunde 3 wird folglich zum Eigenverbraucher des erzeugten Stroms nach § 5 Nr. 12 EEG 2014 und speist den restlichen Strom entweder zu Marktpreisen oder über die verpflichtende Direktvermarktung in das öffentliche Netz ein (§ 34 EEG 2014). Neben den Gestehungskosten fällt wiederum nur die verringerte EEG-Umlage auf den Eigenstromverbrauch an (§ 61 Abs. 1 EEG 2014). Die Stadtwerke können in diesem Fall keinen wirklichen Vorteil generieren, sondern kooperieren lediglich mit einem lokal ansässigen Unternehmen.



Internationale Betrachtung

Es gibt einige wesentliche Einflussfaktoren auf PV-Projekte, die sowohl in Deutschland als auch international bestehen. Dazu gehören:

- > Regulatorischer Rahmen
- > Finanzierung
- > Stromgestehungskosten
- > Strompreisniveau

Die Funktionalität der einzelnen Vertriebsmodelle ist natürlich auf die jeweiligen nationalen regulatorischen Rahmenbedingungen abzustimmen. Auch unterscheiden sich die örtlichen Finanzierungsmöglichkeiten teils stark. Die Stromgestehungskosten können sich je nach Land aufgrund der Komponentenpreise und der Sonneneinstrahlung unterscheiden. Ausschlaggebend ist aber der regulatorische Rahmen. So muss in Deutschland seit dem 1. August 2014 neben den eigentlichen Gestehungskosten in Höhe von 0,10–0,12 €/kWh noch ein Teil der EEG-Umlage auf den eigen verbrauchten PV-Strom gezahlt werden. Einer der wichtigsten Faktoren ist der Strombezugspreis, der den PV-Gestehungskosten gegenübersteht. Je größer die Preisspanne zwischen eigenerzeugtem PV-Strom und konventionell erzeugtem Strom ist, desto größer sind dementsprechend die Einsparungen und damit die kalkulatorische Rendite. Dabei müssen unterschiedliche Strombezugspreise der verschiedenen Kundensegmente (Haushalte, Gewerbe, Industrie) beachtet werden.

Als internationale Beispiele sollen hier Italien und Ghana genannt werden. Während in Italien die bisher gewährten staatlichen Förderungen auf Basis von fixen Einspeisevergütungen (FiTs) ein Auslaufmodell sind bzw. FiTs für PV-Anlagen bereits seit Juli 2013 nicht mehr zur Verfügung stehen (Stichwort Conto Energia V), gewinnen Anlagen, die für den Eigenverbrauch konzipiert werden, zunehmend an Bedeutung.

Grund dafür sind die inzwischen günstigen energiewirtschaftlichen, aber auch die rechtlichen Rahmenbedingungen in Italien, mit denen sich Investitionen in EE-Anlagen für Eigenerzeugung und Eigenverbrauch aus wirtschaftlicher Sicht lohnen. So liegen die durchschnittlichen Strompreise in Italien bspw. für industrielle Stromabnehmer mit einem Verbrauch zwischen 20 und 500 MWh p.a. bei ca. 0,23 €/kWh (inkl. Steuern und Abgaben)¹. Hier bestehen für PV-Anlagen aufgrund guter Einstrahlungswerte und geringer Gestehungskosten besonders interessante Investitionsaussichten. In Italien besteht die Möglichkeit, den eigen verbrauchten Strom über den sogenannten Stromtausch „scambio sul posto“ mit der staatlichen Behörde GSE zu verrechnen, bzw. infolge eines aktuellen Gesetzesdekrets bei der Herstellung eines Privatnetzes von Netzkosten, Steuern und Abgaben befreit zu werden (sogenanntes „SEU“-Prinzip).

Auch für Bestandsanlagen die von den kürzlich vom Gesetzgeber erlassenen rückwirkenden Förderkürzungen aus dem Conto Energia betroffen sind, könnte sich durch die Umwandlung in eine Eigenverbrauchsanlage eine interessante Möglichkeit für den wirtschaftlichen Weiterbetrieb ergeben.

Auch in Ländern mit einer eher schlechten Energieinfrastruktur wie z.B. Ghana, können die Strombezugspreise sehr hoch sein. Dort lagen die Strompreise für gewerbliche und industrielle Kunden Anfang des Jahres im Bereich von 17,4 – 28,8 €/Cent/kWh². PV-Strom kann dagegen dort auf Grund der hohen Sonneneinstrahlung Gestehungskosten von weniger als 10 Cent/kWh erreichen. Schwieriger ist die Finanzierung für den Kunden zu realisieren; hier sollen, wenn es die Projektgröße zulässt, frühzeitig auch Internationale Finanzierungsinstitute, für Deutschland KfW Entwicklungsbank und DEG, eingebunden werden.

Fazit

Die Photovoltaik und somit die Branche muss sich dem Wandel von der Kapital- zur Energieeffizienzanlage stellen. Vergleicht man die Gestehungskosten mit den Strompreisen verschiedenster Länder für Gewerbe- und Industriekunden, wird deutlich, dass sich gerade im Gewerbekundenbereich noch Projekte in verschiedenen Vertriebsmodellen realisieren lassen. Die Anlagenfinanzierung rückt nun viel stärker in den Vordergrund als bei den FiT – Modellen, hierauf ist besonderer Augenmerk auf den einzelnen Märkten zu legen.

Zudem bietet die PV eine auf 20 Jahre hohe Kostenstabilität, die die Attraktivität einer solchen Investition noch steigert. Photovoltaik-Eigenverbrauchsanlagen benötigen oftmals keine gesetzliche Förderung um sinnvoll betrieben werden zu können. Das jeweilige Modell ist natürlich auf das Projekt anzupassen und vor allem rechtlich in der Umsetzung professionell auszugestalten. Fragen Sie uns für die Umsetzung an, interdisziplinäre Beratungsteams unterstützen Sie gerne bei der Abwicklung.

Kontakt für weitere Informationen:



Kai Imolauer

Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)

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

E-Mail: kai.imolauer@roedl.com

¹ Eurostat, Energiepreisstatistik, http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Energy_price_statistics/de, Abruf: 2.9.2014. In Italien sind die Strompreise in regionale Zonen eingeteilt und können voneinander abweichen.

² giz, Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen in Ghana, <http://www.giz.de/fachexpertise/html/10409.html>, Abruf: 2.9.2014.

Aus aller Welt

> Geothermie: Marktanreize durch Förderprogramme in Ostafrika und Lateinamerika

Von Benjamin Richter und Kai Imolauer

Die Tiefengeothermie besticht weltweit durch die Möglichkeit einer grundlastfähigen und steuerbaren Energiebereitstellung ohne schädliche Umwelteinflüsse bei vergleichsweise geringen Kosten. Viele Regierungen und internationale Finanzierungsinstitute haben das erkannt und haben in zahlreichen von Regionen entsprechende Unterstützungsprogramme eingeführt. Die GRMF in Ostafrika und die GDF in Lateinamerika sind zwei Marktanreizprogramme, die bei der öffentlichen und bei der privaten Projektentwicklung eine hohe Resonanz erzielt haben und viele wirtschaftlich attraktive Investitionsmöglichkeiten für deutsche Unternehmen eröffnen.

Geothermal energy offers worldwide the opportunity to provide baseload, dispatchable, CO₂-neutral energy at relative low costs. Many governments and international financing institutes have recognized this chance and are implementing diverse support programs in a large number of regions. The GRMF in East Africa and the GDF in Latin America are two market incentive programs that have attracted a lot of attention among public authorities and private project developers and offer great investment opportunities to German companies.

Im Jahr 2010 waren weltweit 50,6 GW_{th} und 10,7 GW_{el} geothermischer Leistung installiert, die eine Erzeugung von 121,7 TWh_{th} und 67,2 TWh_{el} ermöglichten. Die globalen Prognosen für den Zeitraum 2010 bis 2015 gehen von einem starken Anstieg der installierten geothermischen Leistung aus. Die Erhöhung der installierten elektrischen Leistung für den o.g. Zeitraum wird auf 72 Prozent weltweit geschätzt.

Der Ausbau dieser relativ jungen und umweltschonenden Technologie wird aktuell insbesondere aufgrund der relativ hohen Anfangsinvestitionen gehemmt, die zu einem Zeitpunkt anfallen, in dem noch nicht alle Risiken beseitigt werden können. Die Bestimmung von Risikokategorien mit systematischer Untersuchung einzelner Bereiche auf Risikopotenziale ist unerlässlich, um das notwendige Riskobewusstsein zu dokumentieren. Eine solche Kategorisierung kann beispielsweise nach technischen, wirtschaftlichen, geologischen, operativen und politischen Gesichtspunkten erfolgen. Nur wenn alle Risiken identifiziert und transparent gemacht werden, ist es möglich, die notwendigen Maßnahmen zu ergreifen, um diese zu vermeiden oder zu vermindern. Ziel ist es dabei, durch risikopolitische Handlungsalternativen das Gesamtrisiko zu reduzieren, sodass die Projektverantwortlichen lediglich ein zu überschaubares Restrisiko tragen müssen.

Das bei hydrothermalen Tiefengeothermieanlagen größte Finanzierungshemmnis stellt das sog. Fündigkeitsrisiko dar. Dieses beschreibt die Tatsache, dass weder die Temperatur noch die Menge des wirtschaftlich förderbaren Thermalwassers einer Bohrung im Voraus exakt bestimmt werden kann.

Die Bohrphase ist die kapitalintensivste Phase eines Geothermieprojektes, deren Finanzierungsbedarf sich je nach Bohrtiefe auf bis zu 60 Prozent der Gesamtentwicklungskosten belaufen kann. Die zur Verfügung stehenden Absicherungsmechanismen zur Handhabung des Fündigkeitsrisikos können sowohl privatwirtschaftlich als auch öffentlich angefragt werden. Die privatwirtschaftlichen Versicherungslösungen (verfügbar beispielsweise in USA, Deutschland, Frankreich) können die notwendige Absicherung bei einigen Projekten aktuell nicht vollständig gewährleisten. Aus diesem Grund versuchte in den letzten Jahren die jeweilige öffentliche Hand, das Fündigkeitsrisiko in den für tiefengeothermische Energiegewinnung geeigneten Regionen, durch öffentliche Absicherungs- und Förderprogramme zu minimieren. Diese Programme orientieren sich an den jeweiligen regionalen geologischen und politischen Besonderheiten, sodass in keinem Land ein staatliches Instrument existiert, das alle Tiefengeothermie-spezifischen Risiken absichert.

Geothermal Risk Mitigation Facility (GRMF)

Ein Förderprogramm, das sowohl bei der öffentlichen als auch bei der privaten Projektentwicklung für die Region Ostafrika eine hohe Resonanz erzielt, ist das Marktanreizprogramm „Geothermal Risk Mitigation Facility“ (GRMF). Die 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. Die Zielsetzung der GRMF ist das Schaffen von Anreizen für Investitionen in Ostafrika im Bereich der Tiefengeothermie.



Das Programm mit einer Dauer von voraussichtlich vier Jahren (2012 - 2016) verfügt aktuell über ein Budget von 50 Millionen Euro. Zunächst unterstützte die GRMF Geothermieprojekte in Äthiopien, Kenia, Ruanda, Tansania und Uganda. Nach dem großen Erfolg der ersten Bewerbungsrunde (2012/2013) wurde die zweite Bewerbungsrunde (2013/2014) um sechs weitere ostafrikanische Länder erweitert: Burundi, die Komoren, Dschibuti, die Demokratische Republik Kongo, Eritrea und Sambia. Die dritte Ausschreibungsrunde für Fördermittel startet Ende Oktober.

Private und öffentliche Projektentwickler sowie Public-Private-Partnerships (PPP) können sich mit dem Einreichen einer „Expression of Interest“ (Eoi) bei der GRMF um die Fördermittel bewerben. Nach einem zweistufigen Bewerbungsprozess und der Teilnahme an einem „pre-bidding workshop“ schließt die Kommission der Afrikanischen Union mit ausgewählten Projektentwicklern, die die festgelegten Auswahlkriterien erfüllen, den Förderbescheid.

Die Fördermöglichkeiten für die GRMF umfassen Direktzuschüsse für Oberflächenstudien, Explorationsbohrungen und Infrastrukturkosten, die im Zusammenhang mit Explorationstätigkeiten stehen. Daneben gibt es noch eine Fortführungsprämie, welche für die Phase weiterer Bohrungen beantragt werden kann. Die Förderhöhen für die verschiedenen Aktivitäten sind in Tabelle 1 zu sehen.

Bei der ersten Bewerbungsrunde erhielten fünf Projekte (davon drei in Kenia und zwei in Äthiopien) Fördermittel für die Durchführung einer Oberflächenstudie und vier Explorationsbohrungen. Im Rahmen der zweiten Bewerbungsrunde wurden 18 Eoi eingereicht, die derzeit im zweistufigen Bewerbungsprozess evaluiert werden.

Geothermal Development Facility (GDF)

Ein weiteres Förderprogramm für die gesamte Region Lateinamerika wird aktuell von der KfW Entwicklungsbank in Kooperation mit der „Corporación Andina de Fomento“ (CAF) entwickelt. Rödl & Partner, Geothermie Neubrandenburg GmbH und die chilenische Anwaltskanzlei Bofill Mir & Álvarez Jana erstellen derzeit das Umsetzungskonzept.

Das Designkonzept der GDF hat Rödl & Partner entwickelt. Es ist das Ergebnis einer tiefgehenden Analyse und Evaluierung aller technischen, wirtschaftlichen, geologischen, rechtlichen und politischen Risikofaktoren, die die Schaffung eines maßgeschneiderten Förderkonzeptes für Geothermieprojekte ermöglicht hat. Die systematische Untersuchung einzelner Bereiche auf Risikopotenziale zeigt, dass die Gewichtung verschiedener Faktoren je nach Land oder Region variieren kann.

Beispielsweise werden in weniger entwickelten Märkten direkte Förderungsinstrumente in Form von Zuschüssen bevorzugt. Diese stellen einen starken Anreiz für die Projektentwicklung dar und dienen oft als Auslöser für die Implementierung von Best-Practice-Projekten, an denen sich andere Projektentwickler im jeweiligen Land oder der Region orientieren können. Direkte Zuschüsse helfen ebenfalls dabei, auf das große Potenzial und die Vorteile geothermischer Energie für die Strom- und Wärmeerzeugung eines Landes aufmerksam zu machen.

Für Länder und Regionen, in denen die Exploration geothermischer Ressourcen bereits begonnen hat, wo aber trotzdem nur eine geringe Anzahl entsprechender Projekte verwirklicht wurde, ist ein bedingter Zuschuss („Contingency Grant“) besser geeignet.

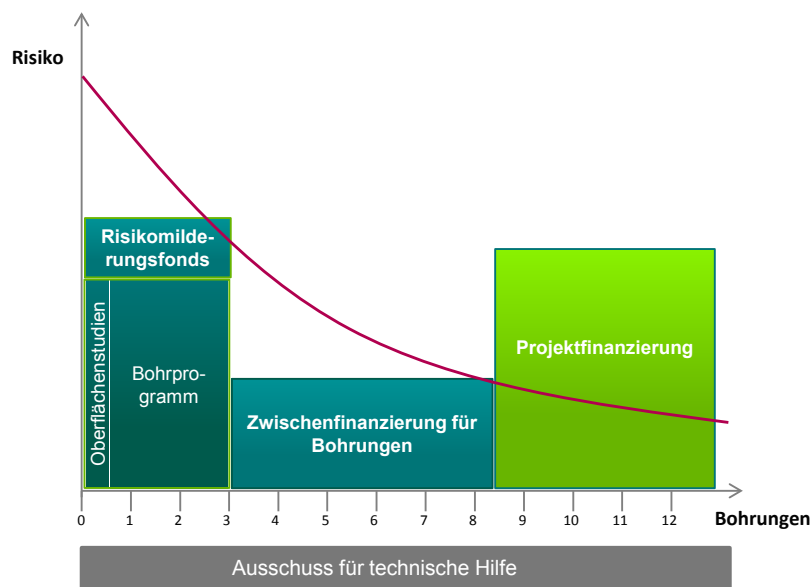
Oberflächenstudien	Explorationsbohrungen	Infrastruktur in Zusammenhang mit Explorationstätigkeiten	Fortführungsprämie
80 % der förderfähigen Gesamtkosten (ausschließlich Infrastrukturkosten)	40 % der förderfähigen Gesamtkosten (ausschließlich Infrastrukturkosten)	20 % der förderfähigen Infrastrukturkosten für die Durchführung von Oberflächenstudien und Explorationsbohrungen (z. B. Straßen und Wasserleitungen)	30 % des Finanzierungsanteils des Projektentwicklers für die Explorationsbohrungen bei Fortführung des Projektes

Tabelle 1: Förderintensität der Geothermal Risk Mitigation Facility (GRMF) in Ostafrika

Bei den bedingten Zuschüssen muss ein Teil der Förderung zurückbezahlt werden, falls das Projekt sich als erfolgreich herausstellt. Mit den rückfließenden Geldern erfolgreicher Projekte können somit weitere Explorationsprojekte gefördert werden. Langfristig hat dieses Instrument eine größere Auswirkung auf den Geothermiemarkt als direkte „einmalige“ Zuschüsse. Soll ein stärkerer revolvierender Effekt für die Region erreicht werden, kann das Modell an diversen Stellschrauben angepasst werden. Dabei können sowohl das Design des Förderinstruments als auch die Förderintensität als auch z. B. die zu zahlenden Zinsen an die Besonderheiten des jeweiligen Marktes angepasst werden.

Es ist geplant, dass die GDF Oberflächenstudien durch die Vergabe von direkten Zuschüssen (ca. 40 Prozent der förderfähigen Gesamtkosten) und Explorationsbohrungen durch die Vergabe von bedingten Zuschüssen (ca. 40 Prozent der förderfähigen Gesamtkosten mit einer Rückzahlung von 80 Prozent der erhaltenen Förderung bei erfolgreichen Projekten) fördern soll.

Zu beachten ist, dass das GDF-Konzept derzeit in der Umsetzung ist und noch nicht alle Details feststehen, beispielsweise die exakte Form und der Zeitpunkt der Implementierung sowie die Höhe der Förderung.



Copyright © Rödl & Partner

Abbildung 3: GDF Projektphase und Förderung (Hochenthalpie-Projekte)

GDF soll ein umfassendes Instrument darstellen, das Projektentwickler während der kompletten Projektphase von Oberflächenstudien (Surface Studies) und Explorationsbohrungen (Exploratory Drillings) bis zum Baubeginn begleiten und unterstützen soll (siehe Abbildung 3). Durch die Vergabe von Zuschüssen soll der Einsatz von Venture-Capital (Risikokapital) in den risikoreichen Anfangsphasen der Projekte möglichst gering gehalten werden, um die Realisierung von Projekten in der Region zu fördern. Da Zuschüsse letztendlich wie Eigenkapital betrachtet werden, stellen sich somit niedrigere Stromgestehungskosten der geförderten Projekte bei gleicher Rendite für den Investor ein. Aktuell wird darüber nachgedacht, den jeweiligen Projektentwicklern – falls sie bereits in den Anfangsphasen erfolgreich sind – im Rahmen des zusätzlichen Programms „GDF Bridge Financing Lines“ weitere Finanzierungen für Bohrungen zu bewilligen. Zudem wird über die Finanzierung der Errichtung von Kraftwerken im Rahmen des Programms „GDF Investment Financing Lines“ diskutiert.

Kontakt für weitere Informationen:



Benjamin Richter

Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 10

E-Mail: benjamin.richter@roedl.com



Kai Imolauer

Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)

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

E-Mail: kai.imolauer@roedl.com



> EE-Tarifkürzungen in Italien

Änderung der Bedingungen für den Bezug der Fördertarife bei PV-Anlagen endgültig verabschiedet

Von Gennaro Sposato und Roberto Pera

Die im Juni dieses Jahres von der italienischen Regierung vorläufig beschlossenen Änderungen der Bedingungen für den Bezug der Fördertarife für PV-Anlagen sind nun mit dem Umwandlungsgesetz Nr. 116 vom 11. August 2014 endgültig vom italienischen Parlament bestätigt und mit der Veröffentlichung im italienischen Amtsblatt am 21. August 2014 in Kraft getreten. Inhaber von PV-Anlagen müssen nun zwischen verschiedenen Optionen wählen, die sich auf die Höhe der Tarife sowie auf die Bezugsdauer auswirken und die damit verbundenen Konsequenzen für die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen berücksichtigen.

The amendments of the conditions for the reception of feed-in tariffs for PV installations have been approved by the Italian Parliament through the Reorganisation Act no. 116 from August 11th 2014. The amendments had been provisionally passed by the Italian Government in June and entered into force through the publication of the Act no. 116 in the official Gazette on August 21st 2014. In this sense, owners of PV systems must now decide between various options that affect the level and duration of tariffs and consequently the associated implications in terms of the profitability of PV systems.

Die im Juni 2014 von der italienischen Regierung mit dem sogenannten „decreto competitività“ (Gesetzesdekret Wettbewerbsfähigkeit, Nr. 91/2014) vorläufig beschlossenen Änderungen der Bedingungen für den Bezug der von den Conto Energia Regelungen vorgesehenen Fördertarife für PV-Anlagen sind nun, mit einigen Änderungen und Ergänzungen, vom italienischen Parlament beschlossen und, mit der Veröffentlichung im italienischen Amtsblatt (Nr. 192 vom 20. August 2014), endgültig in Kraft getreten. Da in Italien die Fördertarife – analog zu Deutschland – über eine Umlage finanziert werden, die auf die Stromkunden umgelegt wird (die sogenannte A3-Komponente), beabsichtigt die italienische Regierung mit diesen Maßnahmen die Stromkosten für italienische Unternehmen zu senken und somit deren Wettbewerbsfähigkeit zu erhöhen.

Betreiber von PV-Anlagen mit einer Leistung von über 200 kW, die bereits eine Förderung gemäß den Conto-Energia-Regelungen erhalten, müssen nun zwischen drei verschiedenen Optionen wählen, die allesamt eine Verringerung der Fördertarife bedeuten. Um den Verlust zumindest teilweise auszugleichen, sieht eine der Optionen die Verlängerung des Förderzeitraums vor. Die Wahl dieser Option muss bis spätestens 30. November 2014 der GSE mitgeteilt werden; sie gilt ab dem 1. Januar 2015.

Nachfolgend werden kurz die verschiedenen Optionen sowie die weiteren Regelungen des vom Parlament geänderten decreto competitività vorgestellt, die den Bezug der Fördertarife betreffen.

Option A:

Verlängerung des Förderzeitraums von 20 auf 24 Jahre mit gleichzeitiger Verringerung der jährlichen Fördertarife, abhängig von der Restlaufzeit der Förderung (siehe nachstehende Tabelle).

Restlaufzeit (Jahre)	Prozentsatz der Reduzierung des Fördertarifs
12	25 %
13	24 %
14	22 %
15	21 %
16	20 %
17	19 %
18	18 %
über 19	17 %

Option B:

Beibehaltung des Förderzeitraums von 20 Jahren mit einer Anpassung der Fördertarife, wobei die Fördervergütung zunächst reduziert und zur Kompensierung später wieder erhöht wird. Die Prozentsätze der Anpassung legt das Wirtschaftsministerium bis spätestens zum 1. Oktober 2014 per Dekret fest.

Option C:

Beibehaltung des Förderzeitraums von 20 Jahren mit einer pauschalen Verringerung der zustehenden Fördertarife, wobei die Verringerung in Abhängigkeit von der Anlagengröße erfolgt:

Leistung der Anlagen	Prozentsatz
200 kW bis 500 kW	6 %
über 500 kW bis 900 kW	7 %
über 900 kW	8 %

Die Wahl der Option muss der GSE bis spätestens 30. November 2014 mitgeteilt werden; sie gilt ab dem 1. Januar 2015. Sollte keine Mitteilung erfolgen, wendet die GSE automatisch die dritte Option mit der pauschalen Verringerung der Einspeisevergütung an.

Bei Anlagen, die den sogenannten einheitlichen Einspeisetarif (tariffa omnicomprensiva) beziehen, betrifft die Kürzung ausschließlich die Förderkomponente des Einspeisetarifs, die sich aus der Differenz zwischen dem einheitlichen Einspeisetarif und dem zonalen Stundendurchschnittspreis ergibt (der zonale Durchschnittspreis ist der Preis, der im Zuge des sogenannten „ritiro dedicato“ von der GSE anerkannt wurde).

Was die Genehmigungen betrifft, die die zuständigen Behörden für den Bau und den Betrieb der PV-Anlagen erlassen haben, sieht die neue Regelung die Pflicht für die Behörden vor, im Falle der Entscheidung für Option A die Laufzeit der Genehmigung an die neue Förderlaufzeit anzupassen. Bei Anlagen, die auf Grundstücken dritter Parteien (im Wege eines entsprechenden Erbbaurechtes) errichtet wurden, besteht die Notwendigkeit, die Laufzeit der Verträge zu verlängern. Sollten die Verträge nicht bereits eine entsprechende Option vorsehen, wird es notwendig sein, diese Verlängerung mit den Eigentümern der Grundstücke neu zu verhandeln und anschließend durch den Abschluss einer entsprechenden notariellen Urkunde zu formalisieren.

Unabhängig von der Kürzung der Förderung gemäß einer der oben dargestellten Optionen zählt die GSE ab dem zweiten Halbjahr 2014 allen Anlagen für die Förderung monatliche fixe Pauschalbeträge auf Grundlage von 90 Prozent der geschätzten Jahresproduktion. Zum 30. Juni des Folgejahres wird eine Endabrechnung erstellt und der eventuelle Mehrbetrag, ermittelt auf der Grundlage der tatsächlichen Produktion des Vorjahres, wird ausbezahlt.

Um die wirtschaftlichen Konsequenzen der Anpassungen abzufedern, können Eigentümer von PV-Anlagen Finanzierungen bis zu einem Höchstbetrag der vorgesehenen Tarifierpassung beantragen. Diese Finanzierungen werden durch Garantien der Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. (eine in öffentlicher Hand befindlichen Bank, vergleichbar mit der KfW) gedeckt.

Schlussendlich haben die Betreiber der PV-Anlagen nun die Möglichkeit, bis zu 80 Prozent der Einspeisevergütung einem führenden europäischen Finanzdienstleister zu veräußern. Die Veräußerung erfolgt über einen Versteigerungsmechanismus, dessen Modalitäten und Prozeduren von der AEEG (Behörde für elektrische Energie und Gas) festzulegen sind. Der Teil der Fördertarife, der auf diesem Wege veräußert wird, ist von der Anpassung aus einer der obigen Optionen ausgeschlossen.

Rödl & Partner Italien unterstützt Sie bei allen Maßnahmen, die aufgrund der oben beschriebenen neuen Regelungen notwendig werden, sei es bei der Auswahl einer der obigen Optionen wie auch bei allen weiteren Tätigkeiten (Vertragsverhandlungen zur Verlängerung von Grundstücksverträgen, Beantragung von Finanzierungen etc.). Da mit der neuen Regelung rückwirkend in die finanzielle Planung der Investoren eingegriffen wird, stehen die Berufsträger von Rödl & Partner in Italien außerdem zur Verfügung, um die Möglichkeit der Einleitung eventueller Gegenmaßnahmen – sei es auf nationaler oder auf internationaler Ebene – zu prüfen.

Kontakt für weitere Informationen:



Gennaro Sposato

Rechtsanwalt

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

E-Mail: gennaro.sposato@roedl.it



Roberto Pera

Rechtsanwalt

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

E-Mail: roberto.pera@roedl.it



> Italien: Weitere für EE-Anlagen relevante Maßnahmen des „decreto competitività“

von Gennaro Sposato

Zusätzlich zu den Änderungen, die in der umgesetzten Fassung des sogenannten „decreto competitività“ (Rechtsdekret zur Wettbewerbsfähigkeit) für den Bezug der Fördertarife vorgesehen sind, hat der italienische Gesetzgeber weitere Maßnahmen verabschiedet, die für Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branche relevant und somit für die Planung von Projekten und Investitionen zu berücksichtigen sind. Nachfolgend eine Übersicht.

In addition to the realized version of the so called „decreto competitività“ (legislative decree for competitiveness), which is provided for the reception of feed-in tariffs, the Italian government has adopted further measures with highly importance for companies, which are active in the sector of renewable energies. These measures should be considered when planning projects and investments. Listed below you find an overview.

Eigenverbrauch und geschlossene Netze, Beteiligung an Netzkosten

Eine wichtige Neuerung betrifft Anlagen mit Eigenverbrauch und geschlossenen Netzen, wie zum Beispiel die SEU („sistemi efficienti di utenza“).

Bis dato war diese Art von Anlagen vollständig von der Beteiligung an den allgemeinen Netzkosten befreit (siehe hierzu Beitrag „Geschlossene Netze in Italien“, E|nEws Ausgabe Juni 2014). Die Behörde für Gas und Energie hatte vor den Konsequenzen einer verringerten Zahl von Endabnehmern, die sich an den Netzkosten beteiligen (müssen), gewarnt und die vollständige Befreiung von der Kostenbeteiligung kritisiert. Der italienische Gesetzgeber ist dieser Argumentation gefolgt und hat nun eine zumindest geringe Beteiligung seitens dieser geschlossenen Netze sowie beim Eigenverbrauch vorgesehen. Gemäß Artikel 24 des umgesetzten Regierungsdekrets werden ab dem 1. Januar 2015 die allgemeinen vom Verbraucher zu tragenden Netzkosten nicht nur auf die Stromenergie berechnet, die aus dem Netz entnommen wird, sondern auch auf die eigen verbrauchte Stromenergie bzw. die Stromenergie, die in einem geschlossenen Netz verbraucht wird und nicht durch das öffentliche Netz geleitet wurde. Als Bemessungsgrundlage für die Ermittlung der Beteiligung dienen die variablen Komponenten der Netzkosten, die der Verbraucher in einem geschlossenen Netz für die vom öffentlichen Stromnetz entnommene Energie zu zahlen hat, während für die Ermittlung der Beträge, die pro kWh eigen verbrauchten Stroms zu zahlen sind, ein Satz von 5 Prozent angesetzt worden ist. Zahlte, zum Beispiel, ein Verbraucher bis dato in einem geschlossenen Netz für die aus dem öffentlichen Stromnetz entnommene Stromenergie einen Betrag von 0,001 €/kWh (variabler Teil einer der Komponenten der Netzkosten), wird er ab dem 1. Januar 2015 zusätzlich ei-

nen Betrag von 5 Prozent des obigen Werts pro kWh der eigen verbrauchten Energie zahlen müssen, im Beispiel als 0,00005 €/kWh.

Das Wirtschaftsministerium kann mit entsprechendem Beschluss den obigen Prozentsatz der Beteiligung an den Netzkosten erhöhen, wobei die erste Erhöhung nicht vor dem 30. September 2015 erfolgen kann. Weitere Erhöhungen dürfen höchstens in einem Zwei-Jahres-Rhythmus vollzogen werden. Außerdem darf jede einzelne Erhöhung maximal 2,5 Prozentpunkte betragen. Der so erhöhte Beteiligungssatz betrifft aber lediglich die geschlossenen Netze und Systeme mit Eigenverbrauch, die zum 1. Januar des Folgejahres in Betrieb gehen. Anlagen, die vor der jeweiligen Erhöhung in Betrieb gehen, sind somit von der Erhöhung der Beteiligung ausgeschlossen.

Erhöhung der Obergrenze des „scambio sul posto“

Eine interessante Neuigkeit, die neue Geschäftsmöglichkeiten bei PV-Anlagen auf gewerblichen Dächern ermöglicht, betrifft die Regelungen des sogenannten „scambio sul posto“ (Net-Metering). Gemäß der Entscheidung der italienischen Behörde für Gas und Energie (AEEGSI) Nr. 74/08 können Betreiber von EE-Anlagen den produzierten Strom in das Stromnetz einspeisen und anschließend die benötigte Stromenergie wieder aus dem Netz entnehmen. Diese interessante Verwertungsmöglichkeit, die de facto eine besondere Art von Eigenverbrauch darstellt, war bis dato aber EE-Anlagen mit einer Leistung bis zu 200 kW vorbehalten (sofern die Anlage nach dem 31. Dezember 2007 in Betrieb genommen wurde; davor galt eine Obergrenze von 20 kW). Mit dem nunmehr umgesetzten decreto competitività ist die Obergrenze für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2015 in Betrieb gehen, auf 500 kW erhöht worden.

Zu beachten ist, dass die oben beschriebene neue Regelung betreffend die Beteiligung an den Netzkosten auch für Anlagen gilt, die das Regeln des „scambio sul posto“ nutzen sofern diese eine Leistung von über 20 kW haben. Aufgrund einer missverständlichen Formulierung des Gesetzestextes ist nicht klar, ob die Regelung auch rückwirkend für bereits bestehende Anlagen gilt oder ob nur Anlagen betroffen sind, die nach dem 31. Dezember 2014 in Betrieb gehen.

Verwaltungsrechtliche Vereinfachungen / Förderung der Energieeffizienz von Schulen und Universitäten

Zusätzlich zu den obigen Maßnahmen enthält die umgesetzte Fassung des decreto competitività einige verwaltungsrechtliche Vereinfachungen für EE-Anlagen kleineren Ausmaßes, die mit einer einfachen Mitteilung an die Gemeinde realisiert werden können, sowie einige Klarstellungen für die Durchführung der Umweltverträglichkeitsprüfung.

Last, but not least, wurden mit der Umsetzung des Gesetzesdekrets 350 Millionen Euro zur Verfügung gestellt, um Maßnahmen zu finanzieren, die die Energieeffizienz von Schulgebäuden sowie Immobilien der Universitäten erhöhen. Diese Gelder können entweder durch die jeweils für die Immobilien zuständigen Behörden oder seitens geschlossener Immobilienfonds abgerufen werden. Die zu erfüllenden Bedingungen und das genaue Prozedere müssen die zuständigen Ministerien noch festlegen.

Kontakt für weitere Informationen:

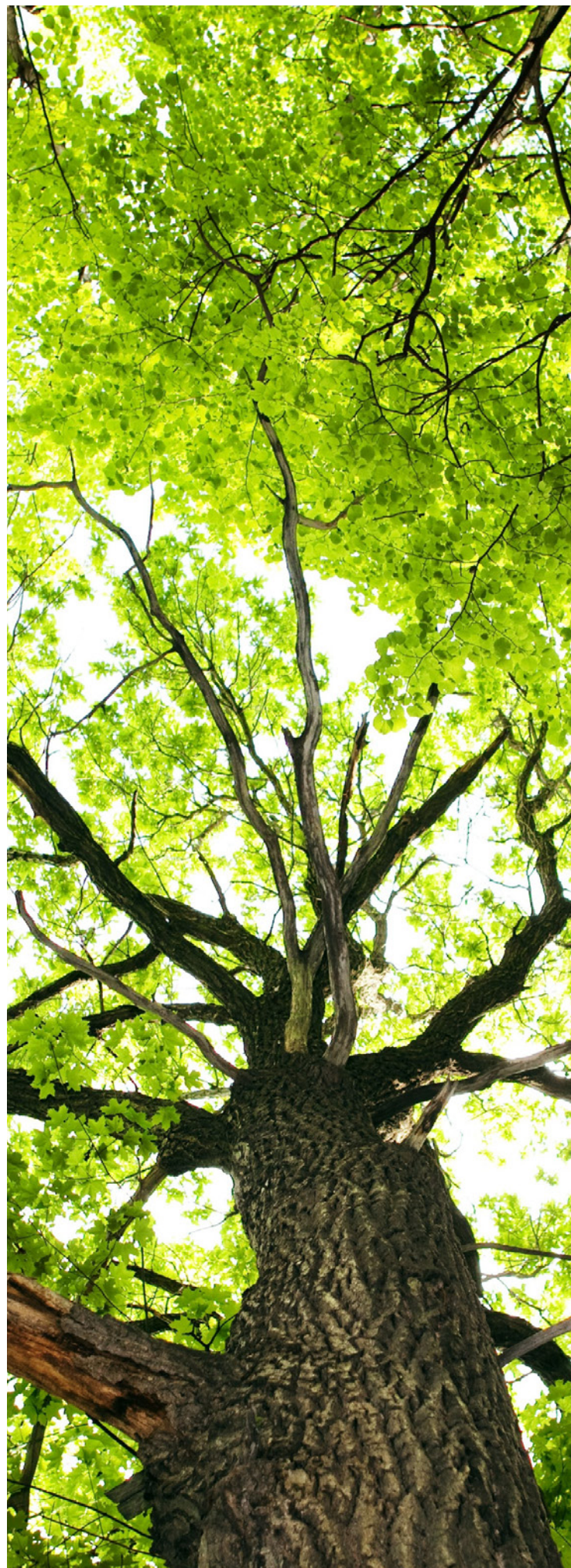


Gennaro Sposato

Rechtsanwalt

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

E-Mail: gennaro.sposato@roedl.it





> Energieeffizienz in Spanien, Chancen für deutsche Unternehmen

Von Christoph Himmelskamp

Im Dezember 2012 ist die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU in Kraft getreten, die bis Juni 2014 in nationales Recht umzusetzen war. Bereits bis 30. April 2014 hatten die Mitgliedstaaten ein vorläufiges nationales Energieeffizienzziel festzulegen. Spanien hat dieses Energieeffizienzziel im Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética – PNAEE 2014 - 2020 festgelegt. Darin wird das Ziel die Energieeffizienz zu steigern und den Endenergiebedarf zu senken festgesetzt. Außerdem wird der Staat verpflichtet, jährlich 3 Prozent der im Besitz der Zentralregierung befindlichen Gebäude zu renovieren. Darüber hinaus sollen jedoch auch private Wohnhäuser und Industriegebäude energieeffizienter gestaltet werden. So stellt sich nun die Frage, wie diese Ziele am effektivsten umgesetzt werden können?

The energy efficiency regulation 2012/27/EU came into effect in December 2012. Until July 2014 this should be transformed into domestic law and a preliminary national target for energy efficiency should be determined. Spain has defined this in the Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética - PNAEE 2014-2020. Therein the aim is defined to increase the energy efficiency and to decrease the energy demand. Furthermore the state is obligated to renovate 3 percent of the buildings annually, which are owned by the central government. Nevertheless also private residential houses and industrial buildings should be made more efficient. The question is: How could these targets be realized most effectively?

Im Dezember 2012 ist die EU-Energieeffizienzrichtlinie in Kraft getreten. Auch Spanien als Mitgliedsstaat der Europäischen Union war verpflichtet, bis zum 30. April 2014 einen Plan einzureichen, in dem der spanische Rahmen für Energieeffizienzmaßnahmen vorgestellt wird.

Diese EU-Richtlinie sieht eine Steigerung der Energieeffizienz um 20 Prozent bis zum Jahr 2020 sowie eine Senkung des Energieverbrauchs in den Mitgliedstaaten und daher eine jährliche Endenergieeinsparung in Höhe von 1,5 Prozent vor. Um dieses Ziel zu erreichen, sollen Gebäude renoviert und energieeffizienter gestaltet werden. Betroffen sind auch die Industrie und der Transportsektor, sowie öffentliche Versorgungsbetriebe und die Landwirtschaft.

Zunächst sah Spanien diese Richtlinie als eine unverhältnismäßige Belastung für seine ohnehin angespannte wirtschaftliche Situation, da die Richtlinie eine Reduzierung des Energie-Konsums um 26,4 Prozent bis 2020 vorsah. Dennoch wurde zwei Wochen vor Ablauf der Frist am 30. April 2014 ein Plan zur Steigerung der Energieeffizienz bei der Kommission eingereicht.

Der neue spanische Plan (Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética – PNAEE 2014 - 2020) teilt sich in vier Abschnitte. Nach einer Einführung, folgt eine statistische Information über den Energiekonsum in Spanien im Jahr 2012 und die Auflistung der bereits seit 2011 erzielten Erfolge. Der letzte Teil zeigt auf, was zur Erreichung der Ziele außerdem geändert werden muss.



Teile des ersten Plans wurden bereits im Jahr 2012 umgesetzt. So reduzierte sich beispielsweise der Endenergieverbrauch um 4 Prozent und der Elektrizitätskonsum um 1,3 Prozent. Die Nutzung erneuerbarer Energien wurde um 7,9 Prozent gesteigert.

Infolge einer weiteren aktiven Steigerung der Energieeffizienz könnten Energieimporte in Spanien vermieden werden, zumal die Energieeffizienz einen Motor für die spanische Wirtschaft und die Entwicklung der Industrie darstellen könnte. Dies würde wiederum zur Schaffung neuer Arbeitsplätze beitragen.

Der neue Plan sieht vor allem eine Grundsanierung der Gebäude im Industriesektor, das Einführen von Energieausweisen und die Durchführung von Energieaudits vor. Zunächst soll ein Überblick über den spanischen Gebäudebestand anhand von Statistiken erarbeitet werden. Schließlich soll eine Reihe kostenwirksamer Renovierungskonzepte je nach Gebäudetyp und Klimazone erarbeitet werden. Strategien und Maßnahmen sollen entwickelt werden, um kostenwirksame Sanierungen anzuregen. Eine zukunftsgerichtete Perspektive soll Investitionsentscheidungen positiv beeinflussen. Eine Schätzung der erwarteten Energieersparung ist einzureichen.

Um als Vorbild zu dienen, verpflichtet sich der Staat, jährlich 3 Prozent der Gesamtfläche beheizter oder gekühlter Gebäude, die im Eigentum der Zentralregierung sind und von ihr genutzt werden, nach den Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz zu renovieren. Zu erwerben sind dabei die energieeffizientesten Produkte, Dienstleistungen und Gebäude.

Für Unternehmen bieten sich nun Chancen, ihre Technik und ihr Know-how in Spanien einzusetzen, beispielsweise im Bereich der Dämmung oder Heizung/Sanitär. Aufgrund des Plans besteht die Verpflichtung und der Anreiz für Eigentümer, ihre Gebäude energieeffizienter zu gestalten, um die Ziele der spanischen Regierung zu erreichen.

Alle Gebäude, die über eine Zentralheizung, Klimatisierung und Warmwasser verfügen, sollen Zähler einbauen lassen, um den Verbrauch zu messen. In Gebäuden, in denen diese aus technischen Gründen nicht umzusetzen ist, sind alternative Systeme zu installieren. Bis Ende 2014 sollen 35 Prozent der Stromzähler mit bis zu 15 kW der Vertragsleistungen von jedem Versorgungssystem durch intelligente Stromzähler ersetzt werden, bis Ende 2016 nochmals 35 Prozent und bis Ende 2018 weitere 30 Prozent.

Des Weiteren soll das Transportsystem effizienter gestaltet werden. Das setzt die Einführung von Regelungen und Finanzinstrumenten voraus, aber auch freiwillige Vereinbarungen, die Einführung von Standards und Normen sowie ein System für Energieplaketten. Auch in diesen Bereichen ist die deutsche Industrie ein Vorreiter und hat daher beste Chancen, ins spanische Ausland zu investieren.

Obwohl nur einige Teile der EU-Richtlinie in Spanien umgesetzt wurden, bieten sich für Investoren viele Möglichkeiten, die Energieeffizienz im Land zu steigern. Es ist zu erwarten, dass auch die übrigen Teile der Richtlinie umgesetzt werden und noch weitere Branchen die Möglichkeit bekommen, ihre Produkte in Spanien zu vermarkten.

Kontakt für weitere Informationen:

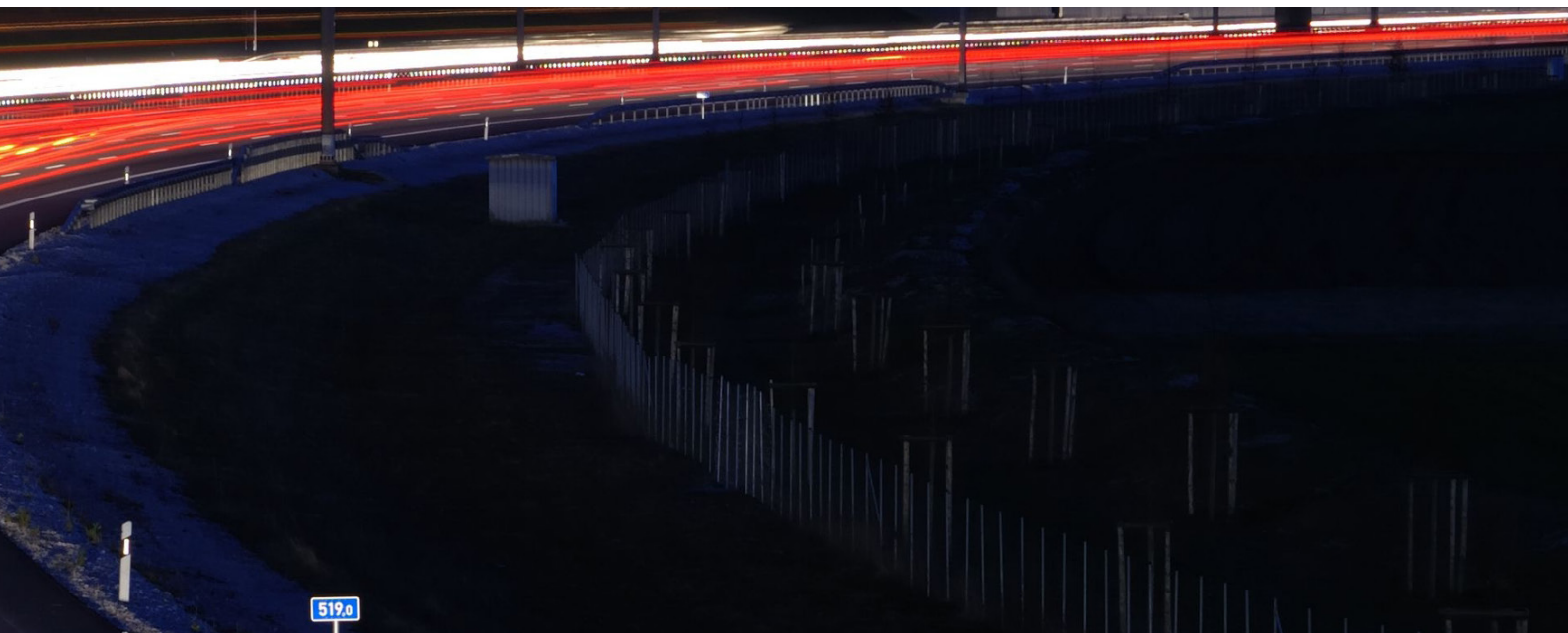


Christoph Himmelskamp

Rechtsanwalt

Tel.: +34 (93) 238 93-70

E-Mail: christoph.himmelskamp@roedl.es





> Rentabilität der EE-Anlagen in Polen – ein Querblick durch die Branchen

Von Piotr Mrowiec

Schon seit Ende 2012 ist die Neuausrichtung der Unterstützungspolitik für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ein Thema der öffentlichen Debatte. Konstant wird an neuen Entwürfen des ersten polnischen EEG gefeilt. Die Ideen zur Unterstützung der EE-Branche, um das verbindliche EU-Ziel für Polen für 2020 (15 Prozent der Gesamtenergie und 19 Prozent des Stroms aus regenerativen Energiequellen) erreichen zu können, erstrecken sich von Feed-in-Tarifen über Quotensysteme und Auktionssysteme bis hin zu allen denkbaren Hybridformen der bekannten und gängigen Unterstützungsmechanismen. Zurzeit hat das Auktionssystem die größte Chance, das bislang herrschende Quotensystem abzulösen. Da aber die Unterstützungshöhe bei einer zukünftigen Auktion de facto nur mit hellseherischen Fähigkeiten ermittelt werden kann, versuchen viele Investoren, ihre Anlagen bis zum Inkrafttreten des neuen Fördermodells „ans Netz zu bringen“, um in den Genuss der einigermaßen voraussehbaren Unterstützung zu kommen.

Since the end of 2012 there is a public debate in Poland about the reframing of policies for the promotion of electricity generation from renewable energy sources. Poland is continuously working to create its first Renewable Energy Sources Act which is set to help the country reach its EU binding targets for 2020 (15% of renewable energies in gross final energy consumption and 19% in electricity consumption). For this purpose, different support mechanisms such as feed-in tariffs, quota systems, auction systems and all possible hybrid forms implemented in diverse countries of the world are currently under discussion. At present the auction system has good chances to replace the current quota system. However, given that it is only possible to predict the future level of support resulting from the auctions with clairvoyant abilities, many investors are trying to connect their installations to the grid before the new support mechanism comes into force in order to profit from the somewhat foreseeable instrument that is currently in place.

Quotensystem für bestehende EE-Anlagen

Polen hat sich erst 2006 entschieden, die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu fördern. Dabei wurde im Gegensatz zu der in vielen Ländern etablierten Unterstützung in Form einer Einspeisevergütung das andernorts wenig verbreitete Quotensystem eingeführt. Es funktioniert in fast unveränderter Form bis heute. Der jeweilige Betreiber einer EE-Anlage erhält für jede MWh erzeugten Stroms ein Herkunftszeugnis, umgangssprachlich „grünes“ Zertifikat genannt. Diese Zertifikate können dann auf einer Energiebörse oder auch ohne Börsenvermittlung aufgrund normaler Kaufverträge veräußert werden. Um die Nachfrage nach grünen Zertifikaten zu schüren, müssen die Energieunternehmen, die Endkunden mit Energie beliefern, für einen vom Staat festgelegten Prozentsatz (Quote) ihrer erzeugten Energie grüne Zertifikate vorweisen. Diese Quote (daher Quotensystem) steigt kontinuierlich, damit das EU-Klimaziel erreicht werden kann.

Zusätzlich zu grünen Zertifikaten muss der grüne Strom für einen festen Preis angekauft werden, der immer dem durchschnittlichen Stromverkaufspreis auf dem Konkurrenzmarkt im vorigen Jahr entspricht. Aus diesen zwei Variablen setzt sich der Gewinn für die Stromerzeugung aus EE-Anlagen zusammen, und zwar unabhängig von der für die Stromerzeugung eingesetzten Technologie. Zurzeit erhält der Betreiber einer EE-Anlage ca. 0,0857 €/kWh (fester Stromeinkaufspreis 2014: 181,55 PLN/MWh + Preis der grünen Zertifikate ca. 180 PLN/MWh; Währungskurs EUR/PLN: 1 EUR = 4,2 PLN; Stand 28. August 2014). Diese Form der Unterstützung hat natürlich dazu geführt, dass in Polen nur diejenigen Technologien Verbreitung finden konnten, die bei dem oben genannten Gewinn rentabel betrieben werden können. Zu den großen Gewinnern der „polnischen Energiewende“ zählen: Co-firing, alte Wasserkraftwerke und Windkraftanlagen.

Co-firing

Durch Co-firing, also Mitverbrennung, können die großen, zum Teil in Staatseigentum stehenden Energiekonzerne günstig und einfach einen wesentlichen Teil der von ihnen benötigten grünen Zertifikate selber herstellen. In leicht modifizierten Kesseln der konventionellen Kraftwerke wird ein Anteil der festen Biomasse mit Braun- oder Steinkohle mitverbrannt. Für den eingesetzten Anteil der Biomasse werden grüne Zertifikate erteilt. Auf diese Weise werden mehrere Fliegen mit einer Klappe geschlagen: Zum einen lässt sich der EU-Klimaanteil auf einfachste Weise erreichen, da keine großen Aufwendungen nötig sind, um mit der Produktion der „grünen“ Energie zu beginnen (kein Netzausbau, kein Netzanschluss, im Vergleich zu neuen EE-Anlagen viel geringere Investitionskosten). Zum anderen müssen die Energiekonzerne keinen großen Anteil an grünen Zertifikaten zukaufen, und die Produktion der Braun- und Steinkohle wird zusätzlich bequem subventioniert.

Diese Methode ist jedoch für die Umwelt bedenklich und daher eher zweitrangig. Es ist kein Wunder, dass die Mehrheit der vermeintlich grünen Energie in Polen durch Co-firing entsteht.

Windkraft

Seit einigen Jahren erlebt Polen einen regelrechten Boom der Windkraftbranche. Das hat einen ganz einfachen Grund. Nur Windkraftanlagen können im Vergleich zu PV-Anlagen oder Biogasanlagen ohne zusätzliche Förderung in Form staatlicher oder EU-Fördermittel rentabel sein. Im Durchschnitt betragen die Investitionskosten für den Bau einer größeren Windkraftanlage in Polen ungefähr 6 Millionen PLN pro MW der installierten Nennleistung. Bei Windkraft ist die CapEx Ratio deutlich kleiner als bei PV-Anlagen, Biogasanlagen, oder Wasserkraftwerken. Obwohl noch vor drei Jahren der Stückpreis der grünen Zertifikate mit 280 PLN um 100 PLN höher lag und auch der feste Stromeinkaufspreis höher war, z.B. 201,36 PLN/MWh im Jahre 2012, werden zurzeit kontinuierlich neue Anlagen in Betrieb genommen, was beweist, dass die Rentabilität noch gegeben ist. Einige Investoren haben sich auch um Förderung aus EU-Töpfen bemüht und konnten 30 bis 60 Prozent der Investitionskosten decken, wodurch die Rendite entsprechend stieg. Die obigen Ausführungen beziehen sich auf die Onshore-Windkraft. Obwohl die größten Energiekonzerne ambitionierte Vorhaben zum Bau einiger Offshore-Windparks im Baltikum entwickelten, wurde keines der Projekte verwirklicht – die jetzigen Gewinne sind nicht ausreichend, als dass sich eine Investition dieses Umfangs sich bei dem jetzigen Förderungsmodell rechnen würde.

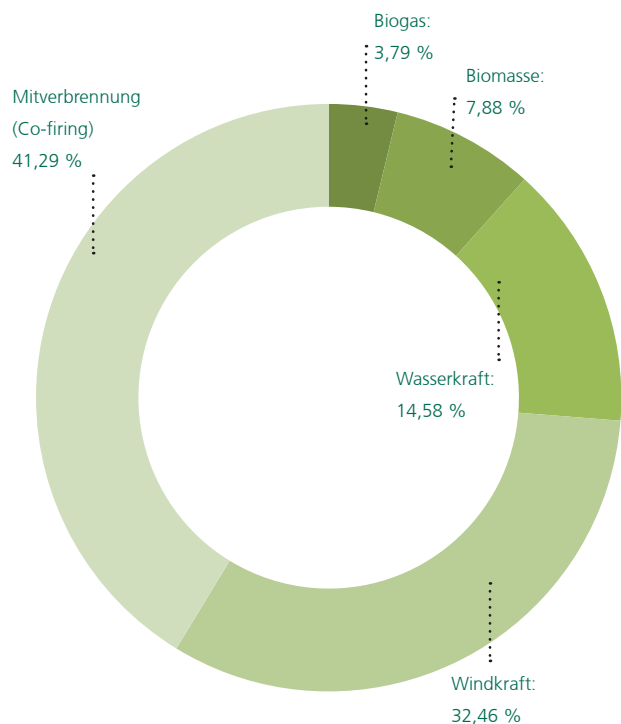


Abbildung 1: Aufteilung der EE-Quellen in Polen¹

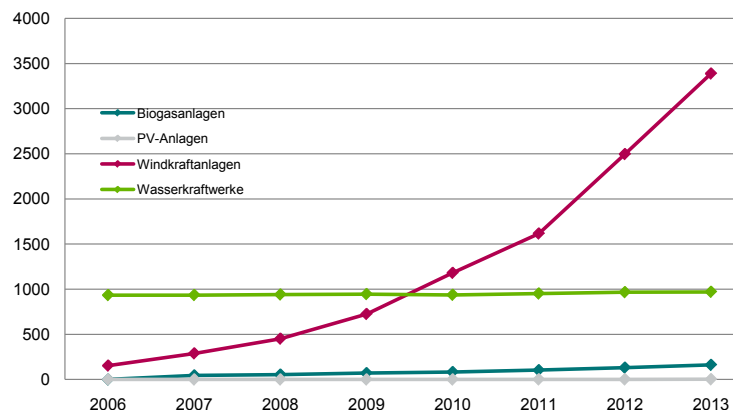


Abbildung 2: Leistungszuwachs, gewählte EE-Technologie²

Biogasanlagen

Die Biogasanlagen sollten nach den einstigen Plänen der Regierung eine Schlüsselrolle bei der dezentralisierten Stromversorgung in Polen spielen. Geplant war, dass in fast jeder Gemeinde eine Biogasanlage Strom und Wärme erzeugen sollte. Die Realität sieht indes ganz anders aus. Von den bis 2020 geplanten über 2.000 Biogasanlagen entstanden innerhalb der vergangenen zehn Jahre nur 41. Nach Experteneinschätzungen laufen in Polen diejenigen Biogasanlagen rentabel, in denen Stalldünger bzw. Schlachtabfälle als Kraftstoff mitverwendet werden.

¹ Quelle: URE – Polnische Regulierungsbehörde, Stand: 31.05.2013 anhand von URE einbezogener Herkunftszertifikate

² Quelle: Polska Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (Polnische Vereinigung für Windenergie), www.psew.pl



Weniger rentabel sind diejenigen Betriebe, die nur eine landwirtschaftliche Biomasse (z. B. Maissilage) verarbeiten. Das System der grünen Zertifikate stellt alleine keinen ausreichenden Anreiz für Investitionen in Biogas dar. 2012 und 2013 wurde zudem eine zusätzliche Finanzierungsquelle abgeschafft, die gelben und roten Zertifikate, was sich fatal auf die Rentabilität der Biogasanlagen auswirkte. Einige Betriebe gerieten an den Rand des Ruins und viele geplante Investitionen wurden nicht umgesetzt, weil sie sich nicht mehr rechneten.

Sehr zu begrüßen ist, dass die Unterstützung durch gelbe/rote Zertifikate von Mitte 2014 bis 2018 wieder aufgenommen wird. Wichtig ist darüber hinaus, dass gerade für kleine Biogasanlagen mit einer Nennleistung bis 1 MW in den Jahren 2014–2018 die Pflicht zum Erwerb gelber Zertifikate prozentual stark steigen soll. Der Anteil der gelben Zertifikate wird von 3,9 Prozent im Jahre 2014 auf 8,0 Prozent im Jahre 2018 steigen. Eine derart starke Zunahme ist geradezu eine Garantie für die Preisstabilität gelber Zertifikate – selbst dann, wenn die Zahl der ausgegebenen gelben Zertifikate durch den Bau neuer Biogasanlagen stark zunimmt. Der Preis eines gelben Zertifikats beträgt ungefähr 140 PLN/MWh.

Wasserkraft

Über die Rentabilität der Wasserkraftwerke in Polen lässt sich keine allgemein gültige Aussage treffen. Die Rentabilität schwankt stark in Abhängigkeit vom Alter der Anlagen. Zukünftige Vorhaben stellen sich wiederum ganz anders dar.

In den Siebzigerjahren wurden einige große Wasserkraftwerke gebaut. Diese Investitionen sind seit Langem schon abgeschlossen und erzeugen Strom zu Gestehungskosten, die denjenigen von konventionellen Kohlekraftwerken gleichen. Trotz der Parität wird die Erzeugung grüner Energie aus Wasserkraft immer noch gefördert. Diese Wasserkraftwerke sind richtige Goldgruben für ihre Besitzer. Für die jüngeren Anlagen, die im 21. Jahrhundert in Betrieb genommenen wurden, müssen zum größten Teil noch Kredite getilgt werden. Da Wasserkraftwerke sehr hohe Investitionen erfordern, ist die Kredittilgung meistens die wesentlichste Größe im Budget der jeweiligen Zielgesellschaft. Wasserkraftwerke reagieren daher sehr empfindlich auf Schwankungen bei der Förderhöhe. Nachdem die Förderung neuerdings deutlich geringer ausfällt, ist auch die Rendite suboptimal; einige Betreiber schreiben zurzeit gar rote Zahlen.

Noch düsterer sieht es bei neuen Investitionen in Wasserkraftwerke aus. Abgesehen davon, dass es immer weniger geeignete Stellen für den Bau eines Wasserkraftwerks gibt, sind die Investitionskosten mit geschätzten 18,5 Millionen PLN pro MW installierter Nennleistung, die höchsten unter allen Technologien (Atomkraft und Offshore-Windanlagen inklusive). Das liegt nicht zuletzt daran, dass in den letzten Jahren die Umweltauflagen wesentlich gestiegen sind.

Photovoltaik

Bisher führte die Photovoltaik in Polen ein Schattendasein. Sie war keine nennenswerte Alternative zu anderen EE-Technologien. Bis vor Kurzem gab es nur einige experimentelle PV-Anlagen und die gesamte Leistung der ans Netz angeschlossene polnischen PV-Anlagen belief sich 2012 auf ungefähr 3 MW. Das neue Gesetz sollte für Aufschwung sorgen. Von der geplanten üppigen Einspeisevergütung für kleinere PV-Anlagen ist aber heute nicht mehr die Rede, und für den PV-Sektor ist die jetzige Vergütung (grüne Zertifikate plus fester Energieverkaufspreis) nicht ausreichend. Die Rentabilität von Investitionen in PV-Anlagen kann aber durch die Inanspruchnahme von EU- oder staatlichen Zuschüssen gewährleistet werden. Nur mithilfe zusätzlicher Förderquellen können viele neue Investitionen entstehen. Die PV-Anlagen, die jetzt in Betrieb gehen, arbeiten ausnahmslos wegen der Unterstützung mit Fördermitteln rentabel. Zum Beispiel beträgt die Beihilfe bei einer 1 MW_p PV-Anlage in Ostrzeszów, die sich im Investitionsstadium befindet, 4,58 Millionen PLN. Bei einer anderen Anlage mit einer Nennleistung von 2 MW_p wurden für die Jahre 2007 bis 2013 aus dem Regionalen Operationsprogramm für die Wojewodschaft Wielkopolska Fördermittel i.H.v. über PLN 8,5 Mio. zuerkannt.

Übergangsvorschriften für die bestehenden Anlagen

Gemäß dem neuesten Entwurf des EEG, der jetzt im Parlament beraten wird, soll das neue Unterstützungsmodell nicht erst zwölf Monate nach der Bewilligung der öffentlichen Hilfe durch die Europäische Kommission in Kraft treten, sondern ab dem 01. Januar 2016. Die Regierung entschied kurzerhand, dass das EEG doch gar keiner Zustimmung seitens der Europäischen Kommission bedürfe. Die Anlagen, die bis zum 01.01.2016 in Betrieb gehen werden, werden durch ziemlich komfortable Übergangsvorschriften geschützt – sie bleiben ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage im Rahmen des Quotensystems 15 Jahre lang in Betrieb. Schlussfolgernd lässt sich feststellen, dass die Projekte, die jetzt überlebensfähig sind, es auch nach dem bevorstehenden Systemwechsel weiter bleiben. Zu Kürzungen bei der Förderung bestehender Anlagen, wie es zum Beispiel in Spanien der Fall war, wird es nach den geplanten Vorschriften des EEG-PL nicht kommen.

Kontakt für weitere Informationen:



Piotr Mrowiec, LL.M.

Rechtsanwalt (Polen)

Tel.: +48 (61) 62 44-921

E-Mail: piotr.mrowiec@roedl.pro

Veranstaltungshinweise



4. Branchentreffen Erneuerbare Energien

19. November 2014 in Nürnberg

Nationale und internationale Perspektiven – Chancen und Herausforderungen

Wir laden Sie herzlich ein, in unserem Nürnberger Stammhaus am 19. November 2014 unser Gast zu sein.

Informieren Sie sich umfassend über die Umsetzung von EE-Projekten unter rechtlichen, wirtschaftlichen und steuerlichen Aspekten – aus nationaler und internationaler Sicht. Erfahren Sie Aktuelles aus erster Hand und diskutieren Sie Ihre Ideen mit Akteuren aus der Branche.

Alle Informationen finden Sie unter
www.roedl.de/branchentreffen-ee

Kontakt für weitere Informationen:



Helene Gretz

M.Sc. Betriebswirtschaftslehre

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

E-Mail: helene.gretz@roedl.com

Das erwartet Sie:

- › Mehr als 30 nationale und internationale Fachvorträge in parallelen Foren mit Praxiswissen aus 18 Ländern
- › Branchenvorträge zu Wind, Photovoltaik, Biogas, Tiefengeothermie
- › Vorstellung der Studie „Finanzierung von Erneuerbaren Energien auf internationalen Märkten“ mit 17 Länderberichten
- › Ländermesse mit Experten aus unseren weltweiten Niederlassungen

E-world energy & water

10. bis 12. Februar 2015 in Essen

Vom 10. bis 12. Februar 2015 findet in Essen wieder die Europäische Leitmesse der Energiewirtschaft statt. An drei Tagen haben Besucher erneut vielfältige Möglichkeiten, um mit Stadtwerken, Energieversorgungsunternehmen, Kommunen und Dienstleistern in den Dialog zu treten.

Auch **Rödl & Partner** wird wieder mit einem eigenen Stand auf dem Essener Messegelände vertreten sein. Sie finden uns in **Halle 3**. Wir freuen uns auf Ihren Besuch!

Parallel dazu findet der E-world-Kongress als Kompetenzforum der Europäischen Energiewirtschaft statt, bei dem sich die Teilnehmer in Konferenzen und Workshops über aktuelle Themen informieren können.

Das Programm finden Sie unter:

www.e-world-essen.com/kongress.



E-world
energy & water

Kontakt für weitere Informationen:

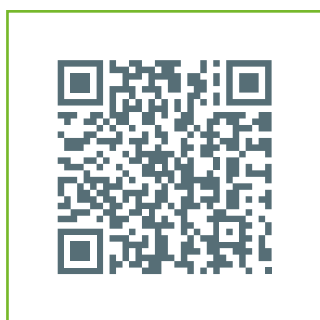


Peggy Kretschmer

B.Sc. Wirtschaftswissenschaften

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 02

E-Mail: peggy.kretschmer@roedl.com



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

Potenziale erkennen

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

Rödl & Partner

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

Castellers de Barcelona



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

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

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

Impressum E|nEws

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

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

Layout/Satz: **Helene Gretz** – helene.gretz@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

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

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