

Erneuerbare Energien: Erfahrungen und Trends weltweit



→ Im Blickpunkt

- Schritt für Schritt zum Power Purchase Agreement (PPA) – Wann rechnet sich ein PPA für Betreiber? 3

→ Aus aller Welt

- Bifacial PV ... und wer ist Albedo? 5
- Versteigerung von Solar-Großprojekten in Malaysia – Ein Überblick 9
- Highlights aus Kenias Energy Act 2019 11
- Änderung des polnischen Gesetzes über Erneuerbare Energien 15

- Stromausfälle in Südafrika – Eigenerzeugungsanlagen sind gefragt 17

→ Neuigkeiten zu internationalen EE-Förderprogrammen

- Förderung von Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Förderoption Wettbewerb 18

→ Rödl & Partner intern

- Veranstaltungshinweise 19

Liebe Leserin, lieber Leser,

wo waren Sie heute vor 33 Jahren als die ersten Meldungen über ein „Unglück“ in einem Ukrainischen Kernkraftwerk in den Nachrichten kamen? Bestimmt erinnern Sie sich, die Bilder, die Angst vor dem Ungewissen und das ungute Gefühl bei dem Verzehr von frischen Lebensmitteln haben sich ins kollektive Gedächtnis der Menschen in den betroffenen Gebiete gebrannt.


Heute wird die Frage gestellt, Atom oder Kohle? Pest oder Cholera? Viele Wissenschaftler und auch Klimaschutzaktivisten sehen im Klimawandel die größere Gefahr für Mensch und Umwelt – das macht sie jedoch nicht zu Cholerabefürwortern. Es ist höchste Zeit umzudenken und zu handeln, denn

*„wir sind nicht nur verantwortlich für das, was wir tun,
sondern auch für das, was wir nicht tun“*

(Molière)

Die Fridays for Future-Bewegung hat konkrete Forderungen für Deutschland formuliert: keine Emissionen mehr und 100 Prozent Erneuerbare Energie bis 2035, vollständiger Kohleausstieg bis 2030 und ab 2019 ein Ende aller Subventionen für fossile Energieträger, die Abschaltung von 25 Prozent der Kohlekraftwerke und 180 Euro Steuer je Tonne CO₂. Die Forderungen wirken ambitioniert, zeigen aber einen Weg – wenn nicht DEN Weg – zur Einhaltung des Pariser Klimaschutzabkommens auf. Es würde ein harter Weg werden – aber „wir schaffen das“ ...wir müssen.

In diesem Sinne wünschen wir Ihnen viel Spaß und gute Gedanken bei der Lektüre unserer aktuellen E|News!



MARTIN WAMBACH
Geschäftsführender Partner



ANTON BERGER
Partner

→ Im Blickpunkt

Schritt für Schritt zum Power Purchase Agreement (PPA)

Wann rechnet sich ein PPA für Betreiber?

von Kai Imolauer

Das Interesse an Power Purchase Agreements in Deutschland wächst. Doch woran können Anlagenbetreiber festmachen, ob sich auch für sie der Abschluss eines PPAs lohnt? Die Experten Kai Imolauer und Joachim Held von Rödl & Partner haben für EUWID Neue Energie ein Prüfschema mit Checkliste erstellt.

Ende 2020 fallen die ersten EEG-Anlagen aus der EEG-Förderung – in Zeiten des Atom- und Kohleausstiegs wird die Nachfrage nach regenerativen und hocheffizienten Erzeugungskapazitäten erheblich steigen und der Strompreis in den nächsten 5 bis 20 Jahren zur Wirtschaftlichkeit dezentraler Erzeugungsanlagen ohne Förderbedarf führen. Im Folgenden soll daher in praxisorientierten Schritten gezeigt werden, wie Anlagenbetreiber vorgehen, um zu prüfen, ob ein PPA-Vermarktungsmodell für sie relevant ist.

DIE ANLAGE / WIRTSCHAFTLICHKEIT

EEG-Förderende oder Wirtschaftlichkeit ohne Förderung ist absehbar – ab wann wäre der neue Vertrag zu schließen? Hier empfiehlt es sich, den Prozess frühzeitig anzustoßen und Kontakt zu Industrieunternehmen, Energieversorgern, Stromhändlern oder Investoren zu suchen, ggfs. sich auf einem Portal (Greenpeace, WPD etc.) anzumelden, um frühzeitig eine Abschätzung der möglichen kommerziellen Bedingungen einer Weitervermarktung zu erhalten.

- LCOE: Des Weiteren sind zur Wirtschaftlichkeit Sensitivitätsanalysen bzgl. der Levelized Cost of Electricity und Abbildung diverser Tarifstrukturen (siehe auch Checkliste auf S. 6) durchzuführen.
- Wartungsverträge und Betriebskosten: Durchgeführte Instandsetzungen während der EEG- oder KWKG-Betriebsdauer sind aus technischer und wirtschaftlicher Perspektive zu prüfen, um einen langfristigen Angebotspreis für den Strom fixieren zu können. Generell sollten die Betriebskosten vor Abschluss eines PPAs in einer Projektion auf die 3. Dekade der Erzeugungsanlage analysiert werden und ggfs. ein klares War-

tungs- bzw. Instandhaltungskonzept unterlegt werden. Diese Kosten (neben Pacht und Versicherung) bilden die Grundlage für die individuelle Kalkulation des nötigen Stromverkaufspreises, um einen wirtschaftlichen (Weiter-)Betrieb zu ermöglichen.

- Typenprüfung (bei Post-EEG-PPA Wind): Zumeist liegt bei den älteren Windenergieanlagen (WEA) eine Typenprüfung nur für 20 Jahre vor; somit ist nach 20 Jahren vor einem Weiterbetrieb eine Bewertung und Prüfung für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen (BPW) durchzuführen um festzulegen, welche Laufzeit nach EEG-Zeitraum noch für eine Vermarktung des Windstromes möglich ist. Auch wenn noch nicht explizit von den Genehmigungsbehörden gefordert, sollte eine BPW aus Haftungs- und Versicherungsgründen durchgeführt werden.
- Standsicherheitsnachweis (kurz zu PV): Auch die Statik wird neben einer elektrischen Prüfung, die zwar nicht vorgeschrieben aber allgemeine Praxis ist, ein Thema sein beim Weiterbetrieb. Bei Neuprojekten ist sie in der technischen Dokumentation ein normaler Bestandteil.
- Standortsicherung: Des Weiteren ist in Bezug auf die Anlage (bei Weiterbetrieb) zu prüfen, ob alle relevanten Grundstücke (Standort, Leitungswege etc.) über den EEG-Zeitraum hinaus gesichert sind.

VERTRAGSRECHTLICHE AUSGESTALTUNG DES PPAs

Die Vertragstexte des PPAs sind Dreh- und Angelpunkt der Projektentwicklung. Insofern ist hier die vertragsrechtliche Ausgestaltung regelmäßig ein Entwicklungs- und Verhandlungsprozess, der in hohem Maße von den individuellen Projektanforderungen abhängig ist. Dabei können die vertragsrechtlichen Anforderungen anhand einer Vertrags-Checkliste (siehe nächste Seite) im Sinne eines Mindestregelungsumfangs abgearbeitet werden (vgl. hierzu auch den Beitrag von Held/Koch in „ER EnergieRecht“ Ausgabe 1/2019 unter <http://link.euwid.de/roedl-er-ppa>).

CHECKLISTE – Power Purchase Agreement (PPA)

- ✓ **Bestimmung der Funktion des PPAs und der Rollen der Vertragspartner (Präambel):** Corporate / Merchant / Utility PPA; On-Site / Off-Site PPA; Financial / physical PPA; Post-EEG PPA
- ✓ **Vertragsgegenständliche Erzeugungsanlage:** Anlagenbeschreibung, Querbezüge zu Anlagenbauverträgen
- ✓ **Umfang der Belieferung:** Leistungs- und Liefermengen; Verfügbarkeit; Fahrplanmanagement; Bedarfsdeckung; Mindestabnahme („Take-or-Pay“)
- ✓ **(Ökologische) Qualität der Belieferung:** Beschaffenheitsvereinbarungen und Nachweisanforderungen (z. B. Herkunftsnachweise etc.)
- ✓ **Anlagenbetreiberpflichten:** Technische Vorgaben zur Errichtung, Instandhaltung und Betrieb; Informationspflichten und -fristen, Abstimmungspflichten zu geplanten / ungeplanten Unterbrechungen; Bonus-/Malus-Regelung als Anreiz für hohe Verfügbarkeit
- ✓ **Öffentlich-rechtliche Genehmigung, energierechtliche Anzeige-, Melde- und Informationspflichten:** BlmschG, EnWG, REMIT etc.
- ✓ **Stromabnehmerrechte:** Kontroll- und Einsichtnahmerechte; Markt- und netzorientierte Eingriffsbefugnisse; Erstattungsansprüche gegen Dritte
- ✓ **Vermarktungs- oder Verwendungspflichten:** Reservestrombeschaffung und Überschussstromvermarktung, Vermarktungsart und -ort, Erfolgs- und Risikobeteiligung, Eigenstromverbrauch, Weiterleitungsverbot
- ✓ **Preis:** Festpreis; Arbeits- und Leistungspreis; Ausgleichszahlung; Marktpreis; Mengenabsicherung; Koordinierung Stromvergütung – Erlöse EEG/KWKG oder abgaben-/steuerrechtliche Privilegierungen (Areallieferung/Contracting-Lieferung etc.)
- ✓ **Preis Anpassung:** einseitig; Preisgleitklauseln; Staffeldvereinbarungen; Steuer- und Abgabeklauseln; Wirtschaftlichkeitsklauseln
- ✓ **Messung, Abrechnung und Zahlungsbedingungen:** Netzanschluss; Messstellenbetrieb und -konzept; Abschlags-/Vorauszahlungen; Rechnungslegung; Fälligkeit; Verzug
- ✓ **Vertrags-/Lieferbeginn:** ggfs. Fristenplan
- ✓ **Vertragslaufzeit/Kündigung:** Koordinierung Anlagenbau – Fremdfinanzierung – Nutzungsdauer – Refinanzierung; Erstlaufzeit, Verlängerung, außerordentliche Kündigungsgründe
- ✓ **Haftung/Versicherung:** Höhere Gewalt; Haftungsfreizeichnung; Versicherungsumfang und -nachweispflichten
- ✓ **Sicherheiten:** Bürgschaften; Sicherheitsabtretung/-übereignung; Insolvenzrecht (§§ 104, 119 InsO); Reallasten; Dienstbarkeiten
- ✓ **Vertragsanpassung und Streitbeilegung:** Störung der Geschäftsgrundlage, Leistungsbestimmungs-, Verhandlungs-, Schiedsgutachter- oder Schiedsgerichtsklauseln
- ✓ **Schlussbestimmungen:** Rechtsnachfolge, Erfüllungs- und Gerichtsstand, Rechtswahl, Vertragsumfang

Kontakt für weitere Informationen



Kai Imolauer
Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)
T +49 911 9193 3606
E kai.imolauer@roedl.com



Joachim Held
Rechtsanwalt
T +49 911 9193 3515
E joachim.held@roedl.com

→ Aus aller Welt

Bifacial PV ... und wer ist Albedo?

von Michael Rogoll

Doppelseitig photovoltaisch aktive Module bieten neben dem Potenzial zu geringeren Stromgestehungskosten auch neue Installations- und Vermarktungsmöglichkeiten. Zusätzliche Erträge und erhöhte Leistungsdichten sind die naheliegenden Vorteile. Zudem bieten vertikal aufgestellte bifaziale Module in Zeiten, in denen der Strom ohne EEG-Förderung vermarktet werden muss, durch das besondere Erzeugungsprofil Strompreisvorteile und können neue Flächen erschließbar machen.

GRUNDSÄTZLICHES

Vom Prinzip her sind bifaziale Photovoltaik(PV)-Module nichts anderes als PV-Module, deren vollflächiger Rückkontakt durch einen Fingerprint-Kontakt ersetzt wurde. Auf diese Weise ist es möglich, dass auch Einstrahlung, die auf der Rückseite eintrifft, zur Stromerzeugung beiträgt. Wie groß die Einstrahlung auf der Rückseite ist, hängt in erster Linie von dem Rückstrahlvermögen der Umgebung und der Installationsart der Module ab. Die-

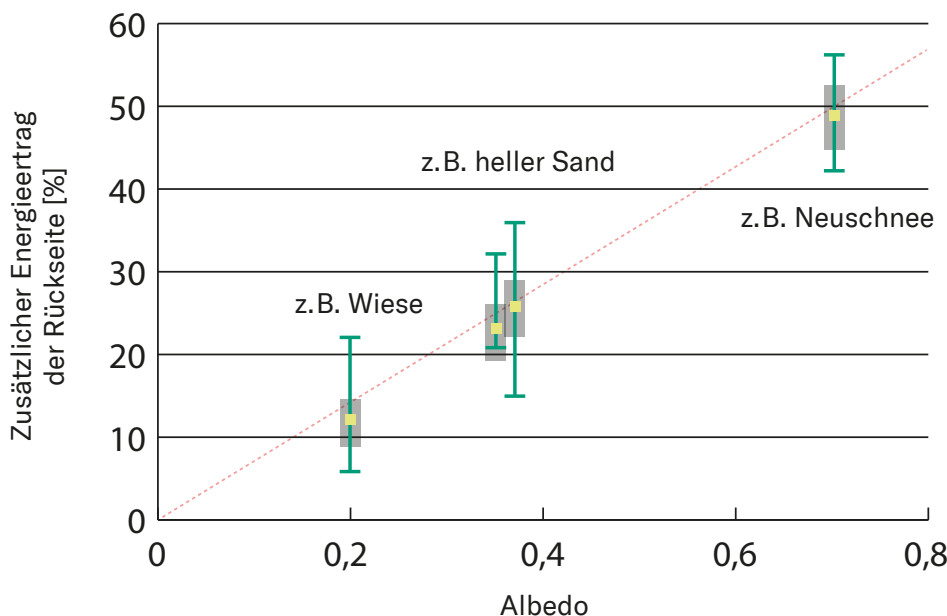
ser sogenannte Albedo-Wert gibt an, welcher Anteil der einfallenden Strahlung reflektiert wird. Beispielsweise beträgt der Albedo ca. 10 Prozent bei hochstehender Sonne über tiefem Wasser, 10 bis 30 Prozent bei Wiesen und bis hin zu 75 bis 95 Prozent bei Neuschnee.¹ Der Albedo der Umgebung ist eine wesentliche Einflussgröße auf den Mehrertrag (siehe Abbildung ²).

Ein weiterer Faktor ist die sog. Bifazialität, die die Qualität der Rückseite hinsichtlich Stromerzeugung im Vergleich zur Vorderseite ausdrückt. Bifaziale Module haben heutzutage normalerweise eine Bifazialität zwischen 70 und 95 Prozent. Eine Bifazialität von 95 Prozent bedeutet beispielsweise, dass bei gleichen Bedingungen die Rückseite nur 95 Prozent der Vorderseitenleistung generiert. Worauf es letzten Endes ankommt, ist jedoch der Mehrertrag und hier sind grundsätzlich an guten Standorten unter idealen Installationsbedingungen (hoher Albedo bspw. Schnee oder heller Dachuntergrund, ideale Ausrichtung, keine

Verschattung) pro Jahr zwischen 30 und 50 Prozent möglich.³ In Deutschland ist jedoch, je nach Systemdesign und Untergrund, eher mit jährlichen Mehrerträgen zwischen 5 und 15 Prozent zu rechnen.

INNOVATIVE SYSTEM DESIGNS

Das Besondere an den bifazialen Modulen ist, neben den zusätzlichen Erträgen der Rückseite, dass mit dieser Modulart auch weitere Installationsmöglichkeiten denkbar werden. Die mit Sicherheit radikalste Veränderung zum bisherigen Standard ist die vertikale Installation. Diese erfolgt oft in Ost-West-Orientierung der Modulflächen. Daraus ergeben sich zwei wesentliche Unterschiede zum herkömmlichen Layout.



Grundsätzlicher Zusammenhang zwischen Mehrertrag und Albedo

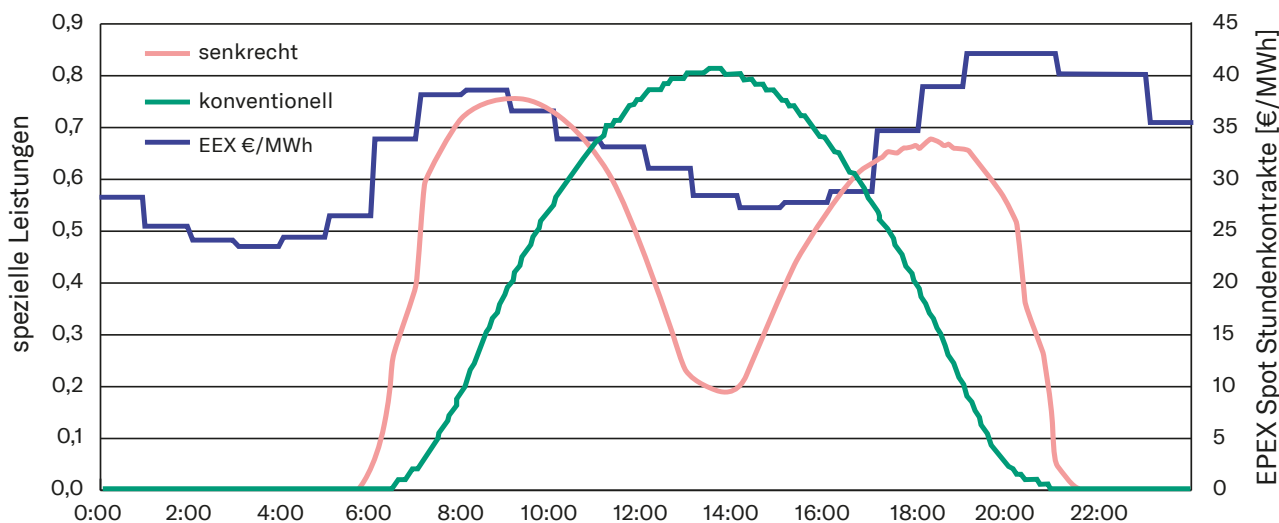
¹Dobos, E. (1996) 'Albedo', Engineering (London), 237(7), p. 21. doi: 10.1081/E-ESS

²Dupeyrat et al., 2014; Investigations on albedo dependency of bifacial PV yield

³Guo, S., Walsh, T. M. and Peters, M. (2013) 'Vertically mounted bifacial photovoltaic modules: A global analysis', Energy, 61, pp. 447-454. doi: 10.1016/j.energy.2013.08.040

Yusufoğlu, U. A., Pletzer, T. M., Koduvelikulathu, L. J., Comparotto, C., Kopecek, R. and Kurz, H. (2015a) 'Analysis of the annual performance of bifacial modules and optimization methods', IEEE Journal of Photovoltaics, 5(1), pp. 320-328. doi: 10.1109/JPHOTOV.2014.2364406

Shoukry, I. (2015) Bifacial Modules - Simulation and Experiment. University of Stuttgart



Standard vs. vertikale Installation: Erzeugungssprofil und Spotmarktpreise am 26.5.2017; Quelle: Next2Sun

Zum einen verändert sich das Produktionsprofil. Anstatt eines einzigen Mittagmaximums werden nun zwei Peaks erzeugt: einer am Vormittag und einer am Nachmittag, wobei die Produktion über Mittag trotzdem vergleichsweise hoch bleibt. Neben der Tatsache, dass in den wenigen Vergleichsanlagen Mehrerträge zwischen 5 und 10 Prozent erzielt werden, ist der eigentliche Vorzug, dass nun mehr Strom bei tendenziell höheren Spotmarktpreisen erzeugt wird. International und in Deutschland kann beobachtet werden, dass Anlagen zunehmend ohne EEG-Förderung geplant bzw. gebaut werden.⁴ Bei diesen Anlagen wird der zukünftige Börsenstrompreis eine wichtige Rolle bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen spielen. Die Möglichkeit, dem sog. „Kannibalisierungseffekt“ (sprich der Absenkung des Mittags-Peakpreises bis hin zu Negativpreisen) der PV-Anlagen zu entgehen, kann ein entscheidender Faktor werden. Die Analyse des spanischen Strommarktes führt die Brisanz dieser Strompreisproblematik nochmal deutlich vor Augen.⁵

Der zweite wesentliche Unterschied ist die Änderung der Flächennutzung. Vertikal aufgestellte bifaziale Module benötigen zur Vermeidung von unverhältnismäßigen Selbstverschattungen einen deutlich größeren Reihenabstand im Vergleich zur herkömmlichen Aufstellungsart. Dies hat zum einen geringere Flächennutzungsgrade zur Folge, zum anderen bedingt sich genau durch den größeren Reihenabstand, dass die Flächen zumindest mit gewissen Einschränkungen landwirt-

schaftlich nutzbar bleiben. Schlussendlich bedeutet das Erhalten der landwirtschaftlichen Ertragsfähigkeit die Möglichkeit, die Pachtkosten im Vergleich zu einer konventionellen Anlage zu senken und somit der anschwellenden Frage zum Flächenverbrauch ein innovatives Kooperationsmodell entgegenzusetzen. Da Projektentwickler normalerweise eher auf die maximal installierte Leistung im Sinne einer Margenoptimierung bei Verkauf der Anlagen abzielen, wird dieses Konzept vor allem für Energieversorger interessant sein. Auf diese Weise können bestehende Vorbehalte hinsichtlich Flächenverbrauch aus der Bevölkerung ausgeräumt werden. Interessant erscheint hier das Konzept mit landwirtschaftlichen Betrieben zu kooperieren, die z. B. im Osten Deutschlands über große zusammenhängende Flächen verfügen.

⁴ <https://www.pv-magazine.de/2019/03/04/enbw-plant-photovoltaik-anlagen-mit-400-megawatt-ohne-foerderung-in-deutschland/>

⁵ <https://www.pv-magazine.de/2019/03/01/photovoltaik-in-spanien-kurzer-ueberblick-ueber-einspeisetarife-sowie-projektentwicklung-und-finanzierung-von-freiflaechenanlagen/>



Ein weiterer Vorteil der vertikalen Aufstellung ist, dass Verluste durch Schnee auf den Modulflächen minimiert werden. Zudem sind – ersten Studien nach zu urteilen – die Verluste durch Verschmutzung deutlich geringer (in Wüstengegenden relevant).⁶

Die Eignung der bifazialen Module für gewisse Anlagentypen ist neben der Doppelseitigkeit auch bedingt durch die Transparenz der Glas-Glas-Konstruktion. Somit eignen sie sich insbesondere für die Installation in Carports, Lärmschutzwänden, als Gebäudeelemente, Floating-PV⁷ und die oben genannte Agro-PV.

KOSTEN- UND ERLÖSSTRUKTUR

Zwecks der Vergleichbarkeit wird nun zur Analyse der Kosten- und Erlösstruktur das Standarddesign von optimal geneigten, südausgerichteten PV-Anlagen herangezogen.

Hierbei wird der aufmerksame Leser schon geschlussfolgert haben, dass bei Installation von bifazialen Modulen durch den höheren spezifischen Ertrag weniger Module installiert werden müssen. Das wirkt sich senkend auf die Installations-, auf die Unterkonstruktions- (BoS) und die Pachtkosten aus.

Dagegen stehen höhere Modulpreise von aktuell ca. 10 Prozent, die sich aber auch langfristig angleichen könnten. Grund dafür ist, dass der Herstellungsprozess sehr ähnlich zu dem der herkömmlichen Module ist. Aktuell sind die globalen Produktionskapazitäten lediglich eher auf monofaziale Module ausgelegt. Daher hat sich bei den bifazialen Modulen die Preissenkung durch Skaleneffekte noch nicht so stark ausgewirkt.

Die Prüfung jedoch, welcher Modultyp bzw. welche Installationsart gewählt werden sollte, muss im Einzelfall erfolgen. Wird der Strom außerhalb des EEG vermarktet, ist zusätzlich zur Ermittlung der Stromgestehungskosten eine langfristige Strompreisprognose zur Wertermittlung des erzeugten Stroms sinnvoll.

Bei der vertikalen Aufstellung der bifazialen Modulen ergeben sich ca. 10 bis 20 Prozent höhere spezifische Investitionskosten sowie in etwa doppelt so hohe spezifische Pachtkosten aufgrund des höheren Flächenbedarfs. Bei den Pachtkosten sind je nach landwirtschaftlicher Eignung bzw. Weiternutzbarkeit Kostensenkungen möglich. Dagegen stehen die erhöhten Erträge von ca. 5 bis 10 Prozent sowie die höheren Erlöse durch Stromverkauf zu Zeiten höherer Strompreise. Zudem ist durch die Verwendung von Glas-Glas-Modulen von einer höheren Lebensdauer auszugehen.⁹

POSITIVE PROGNOSE FÜR BIFAZIALEN MARKTANTEIL

Es wird davon ausgegangen, dass bifaziale Module global immer mehr an Bedeutung gewinnen. Die Prognosen reichen von 20 Prozent in 2022¹⁰ bis 40 Prozent bis 2025.¹¹ Neben der Preisdifferenz birgt die Tatsache, dass die standard testing conditions (STC)-Frage noch nicht final gelöst wurde, Schwierigkeiten. Weitere Fragestellungen betreffen unter anderem die Reinigung der Rückseite und Hotspots durch die Unterkonstruktion. Positiv zu sehen ist, dass sich die Lieferzeiten für bifaziale Module normalisiert haben und die Ertragssimulation auch verlässliche Werte liefert.

Parameter, Vergleich ausgehend von Standard-Installation ⁸	gleiche installierte Leistung	gleiche erzeugte Energiemenge
installierte Leistung (STC, Vorderseite)	=	↓
installierte Module	=	↓
Modulpreis	↑ ca. 10 %	=
Kosten Wechselrichter, Absicherung	↑	=
Kosten Unterkonstruktion	=	↓
Kosten DC-Installation	=	↓
Pachtkosten	=	↓
Jahresertrag	↑ ca. 5 % - 15 %	=

⁶ Rabanal-Arabach, J., Mrcarica, M., Schneider, A., Kopecek, R. and Heckmann, M. (2016) 'The Need of Frameless Mounting Structures for Vertical Mounting of Bifacial PV Modules', in 32nd EU PVSEC

⁷ „Floating PV- Schwimmende Photovoltaikanlagen als neuer Trend“ (EnEws: Ausgabe Februar 2019)

⁸ Angelehnt an PV Magazin Webinar am 25.10.2018; Slides abrufbar unter: <https://16iwyl195vfgoqu3136p2ly-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2018/10/2018-10-25-Bifacial-Webinar-SOLTEC.pdf>

⁹ Next2Sun

¹⁰ International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), March 2019 [Daten für "true bifacial"]

¹¹ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-05-17/watch-out-for-double-sided-solar-panels-taking-off-in-china>

FAZIT: BIFAZIALE PV-ANLAGEN MIT NEUEN ANLAGENDESIGNS UND BUSINESS-CASES

Doppelseitige PV-Module erzeugen über eine photovoltaisch aktive Rückseite, durch das Rückstrahlvermögen der Umgebung auf derselben Modulfläche, mehr Energie. Das führt bei gleichbleibenden Installations- und Unterkonstruktionskosten zu einem erhöhten Ertrag, der in der Regel die Mehrkosten der bifazialen Module übersteigt. Zusätzlich sind bifaziale Module prädestiniert für den Einsatz in Lärmschutzwänden, Floating-PV-Anlagen und vertikal installierten PV-Anlagen. Da man bei vertikal installierten Anlagen die Fläche weiterhin landwirtschaftlich nutzen kann, umgeht man so die Kontroverse um Flächenverbrauch¹² und verbessert die Chancen auf eine Genehmigung. Gleichzeitig verspricht das Produktionsprofil dieses Anlagentyps erhöhte Erlöse an der Strombörse, was speziell bei Anlagen außerhalb der EEG-Förderung interessant ist. Grundsätzlich ist daher in jedem Fall zu empfehlen, bifaziale PV-Module und die vertikale Aufstellung eben dieser bei zukünftigen Projekten in Betracht zu ziehen.

¹² <https://www.pv-magazine.de/2019/03/04/fdp-politiker-photovoltaik-anlagen-in-unseren-regionen-sind-verbrecen-an-der-menschheit/>

Kontakt für weitere Informationen



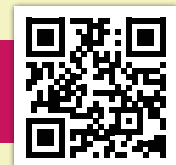
Michael Rogoll
M.Sc. Engineering
T +49 911 9193 3782
E michael.rogoll@roedl.com

Mit RENEREX stellt Rödl & Partner Projektentwicklern / Projektverkäufern und Investoren eine Plattform zum sicheren Austausch von Projektinformationen zur Verfügung. Neben der Funktion als kostenlose Matchingplattform zwischen Projektentwickler und Investor verweist RENEREX aber auch unabhängig von derzeit verfügbaren Projekten entsprechend Standort und Technologie auf mögliche Fördermittel- und Finanzierungsprogramme. Registrieren Sie sich unter: <https://www.renere.com>

**REN
ER | EX**
RENEWABLE ENERGY EXCHANGE

Präsentieren Sie Ihr Erneuerbare-Energien-Projekt kostenlos auf **RENEREX**, dem globalen Online-Marktplatz für Erneuerbare-Energien-Projekte von Rödl & Partner.

www.renere.com



Besuchen Sie auch unsere LinkedIn-Seite: <https://www.linkedin.com/company/renere-renewable-energy-exchange/>

→ Aus aller Welt

Versteigerung von Solar-Großprojekten in Malaysia

Ein Überblick

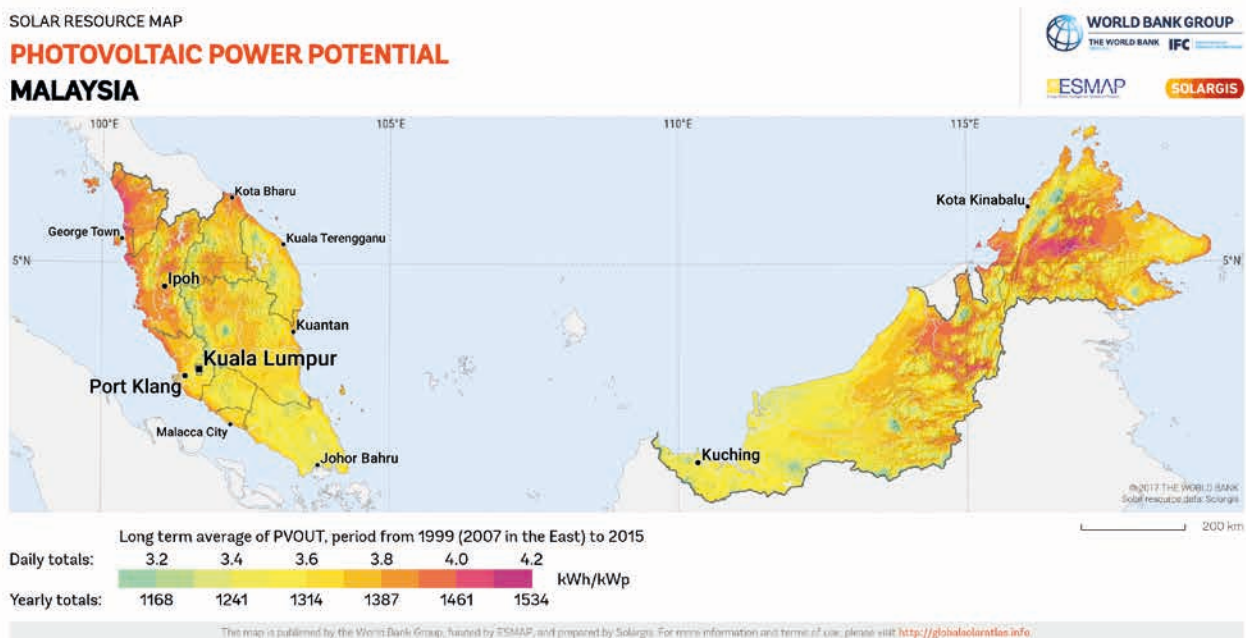
von Michael Wekezer

Obwohl Malaysia nicht zu den „klassischen“ Photovoltaikländern zählt, gibt es auch hier interessante neue Entwicklungen. Die Regierung ist bestrebt, den Anteil der Erneuerbaren Energien an dem Energiemix des Landes zu erhöhen. In diesem Zusammenhang soll das Large-Scale-Solar-Programm in der Zukunft eine entscheidende Rolle spielen. Zusammen mit den steuerlichen Anreizen, die die Green Technology fördern sollen, ist das Large-Scale-Solar-Programm eine interessante Alternative zu den „alten“ Märkten für die Erneuerbaren Energien.

PV IN MALAYSIA

Die Erneuerbaren Energien sind nicht das Erste, woran man beim malaysischen Energiemix denkt. Immerhin ist das Land für die Offshore-Öl- und Gasförderung bekannt. Zum einen werden die Reserven der fossilen Energieträger in wenigen Jahrzehnten aufgebraucht sein, zum anderen sucht man vor dem Hintergrund der wachsenden Wirtschaft und zunehmenden Bevölkerungszahl nach Alternativen zu Öl und Gas. In diesem Zusammenhang rückt die in Malaysia noch wenig genutzte Photovoltaik zunehmend in den Fokus.

Geographisch bietet Malaysia gute Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Installation von PV-Anlagen.



Quelle: World Bank Group, Solargis, <http://globalsolaratlas.info>

Zudem ist Malaysia auch einer der bevorzugten Industriestandorte in Südostasien. Im Bereich der Solarzellenproduktion ist das Land der drittgrößte Hersteller von Solarzellen nach China und Taiwan.

LARGE SCALE SOLAR (LSS)

Neben den bereits bestehenden Anreizsystemen Enhanced Net Energy Metering, Self Consumption und Feed-in-Tariff (letzterer im Hinblick auf Photovoltaik nicht mehr verfügbar) betreibt Malaysia ebenfalls ein LSS-Programm. Dies vor allem, um größere Solaranlagen (1 bis 30 MW) zu ermöglichen. Das Programm wird durch die malaysische Energiekommission Suruhanjaya Tenaga (ST) zusammen mit dem westmalaysischen Stromversorger Tenaga Nasional implementiert. In 2019 ist nunmehr die dritte Version des LSS-Projektes, also „LSS 3“ eröffnet worden. Die malaysische Energieministerin Yeo Bee Yin gab an, dass die LSS-Verfahren maßgeblich zu der Erhöhung des RE-Anteils in Malaysia von derzeit etwa 2 auf 20 Prozent bis 2025 dienen sollen. Das laufende LSS-3-Verfahren hat ein Gesamtvolumen von 500 MW. Die in den vergangenen Verfahren (LSS 1 und 2) angebotenen Energiepreise (RM/kWh) beliefen sich auf 0,34 RM bis 0,53 RM.

ABLAUF DER PROJEKTVERGABE

Um erfolgreich an einem LSS-Verfahren teilnehmen zu können, muss ein Bewerber zunächst einen technischen Qualifikationsantrag stellen. Dies als Antwort auf das Request-for-Qualification der ST. In diesem Dokument muss der Antragsteller die technische und finanzielle Qualifikation des eigenen Unternehmens, im Hinblick auf die Durchführung des fraglichen LSS-Projekts, darlegen.

Für ausländische Bewerber ist zu beachten, dass ein entsprechender Antrag durch eine in Malaysia gegründete Gesellschaft erfolgen muss, an der ein malaysischer Gesellschafter mindestens 51 Prozent hält oder durch ein Konsortium, an dem mindestens eine malaysische Gesellschaft (mit 51 Prozent malaysischem Anteil) beteiligt ist.

In einem zweiten Schritt (Antwort auf das Request-for-Proposal) müssen das Projekt und auch der Bieter (also die malaysische Gesellschaft oder das Konsortium) detailliert beschrieben werden. Zudem ist ebenfalls eine sog. Power System Study (PSS) erforderlich. Die PSS beinhaltet zusätzliche technische Informationen zum Projekt selbst, aber auch eine technische Bewertung von Fragen wie: Kapazität des erforderlichen Netzanschlusses

und Auswirkungen des Projekts auf das Stromnetz oder die Untersuchung des Spannungsverhaltens in verschiedenen Szenarien.

Der Bieter mit der besten Kombination aus den Stromerzeugungskosten und der technischen / finanziellen Qualifikation erhält den Zuschlag. Der eigentliche Strompreis wird dann im Wege des Prinzips einer Rückwärtsauktion ermittelt. Basierend auf diesen Kriterien wird eine Short List der erfolgreichen Bewerber zusammengestellt.

Der letztendlich erfolgreiche Bewerber unterschreibt dann einen Power Purchase Agreement mit dem relevanten Stromversorger. Die weiteren Projektstadien lassen sich wie folgt beschreiben:

- Financial Closing, also Zusammenstellung der Finanzierung;
- Initial Operation Date, also Zeitpunkt der ersten Inbetriebnahme; und
- Commercial Operation Date, also der Beginn der kommerziellen Stromerzeugung.

Im Hinblick auf die Finanzierung eines Projekts kann der Projektentwickler natürlich auf eigene Finanzmittel zurückgreifen, oder auch unter Umständen auf eine lokale Bankenfinanzierung im Zusammenspiel mit dem Green Technology Financing Scheme (GTFS). Nachteile des Programms sind die Eigenkapitalerfordernis (20 Prozent) sowie eine Kappung des finanzierten Volumens auf 100 Millionen RM.

Im Zusammenhang mit Green Technology Projekten (wie PV) ist ebenfalls zu beachten, dass in bestimmten Konstellationen der Projektentwickler von steuerlichen Anreizen profitieren kann.

MÖGLICHKEITEN FÜR UNTERNEHMEN

Die mit dem LSS verbundenen Möglichkeiten des Markteinstiegs für Unternehmen sind vielfältig. Neben der Projektentwicklung an sich ist natürlich auch an eine ganze Reihe von Dienstleistungen zu denken: Projektmanagement, Finanzierung oder Ingenieursleistungen. Zudem gibt es auch gute Möglichkeiten im Bereich der Herstellung von Solarzellen vor Ort in Malaysia.

FAZIT

Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass die PV-Branche in Malaysia noch in den Anfängen steckt. Gerade dies ist aber eine Chance für Unternehmen, die bereits über entsprechende Erfahrungen im PV-Geschäft verfügen. Insbesondere das LSS-Programm bietet dem gut vorbereiteten Investor oder Projektentwickler interessante Alternativen zu Märkten, die bereits gut entwickelt oder saturiert sind.

Kontakt für weitere Informationen



Michael Wekezer, LL.M.
Rechtsanwalt
T +603 2276 2755
E michael.wekezer@roedl.com

→ Aus aller Welt

Highlights aus Kenias Energy Act 2019

von Penninah Munyaka

Nach vier Jahren Wartezeit wurden Kenias neue Energiegesetze nun endgültig verabschiedet. Präsident Uhuru Kenyatta stimmte dem Energy Act 2019 sowie dem Petroleum Act 2019 im März 2019 zu und ebnete somit den Weg für die nächsten Schritte zur Modernisierung und Entwicklung des Energiesektors.

Diese beiden vom Parlament beschlossenen Gesetze enthalten nun die konsolidierten, aktualisierten Gesetze für die Energiebranche. Der Energy Act 2019 hebt das Energiegesetz (das aufgehobene Energiegesetz), den Geothermal Resources Act und die Kenya Nuclear Electricity Order No. 131 of 2012 auf.

Der Petroleum Act 2019 hebt den Petroleum (Exploration and Production) Act (CAP 308) auf und konsolidiert und erweitert dabei die Bestimmung bzgl. Upstream Petroleum des aufgehobenen Energiegesetzes. Dieser Schritt wurde durch mehrere Faktoren notwendig, u. a. durch den Bedarf eines konstruktiven, gesetzgebenden Rechtsrahmens im Zusammenhang mit den Petroleumprodukten, die auf den Fund von kommerziell nutzbaren Ölvorkommen in Nordkenia folgten.

Dieser Artikel beleuchtet die Veränderungen, die im Energy Act 2019 gemacht wurden, sowie die Entwicklungen die als Ergebnis der Gesetzesveränderung erwartet werden.

DAS ENERGY ACT 2019 (GESETZESNEUERUNG)

Das neue Gesetz enthält Änderungen gegenüber dem Alten, welche in der Präambel wie folgt dargestellt wer-

den; Konsolidierung der Energiegesetze; Abgrenzung der Funktionen der nationalen und dezentralen Regierung im Bezug auf Energiefragen; Nutzung von Erneuerbaren Energien; Regulierung der Mid- und Downstream Aktivitäten von Erdöl und Kohle sowie des Angebots und der Nutzung von Elektrizität in verschiedenen Formen.

ENERGIESEKTOREINHEITEN

Das neue Gesetz etabliert mehrere neue „Energiesektoreinheiten“ die die bereits unter dem alten Gesetz existierenden Einheiten ersetzen oder erweitern und falls Bedarf besteht, neu formulieren, um die Mandate in ihren Funktionen zu entlassen.

ENERGY AND PETROLEUM REGULATORY AUTHORITY (EPRA)

Die EPRA ist der Nachfolger der Energy Regulatory Commission (ERC), die die regulatorische Kontrolle über den Energiesektor hat. Die Ziele und Funktionen spezifiziert für die EPRA bleiben im Kern die gleichen wie die der ERC. Sie wird nach wie vor die Regulierungsaufsicht über den gesamten Energiesektor behalten, mit Ausnahme der Lizenzierung von Atomkraftwerken sowie der Regulierung von Downstream-Erdöl.

THE ENERGY AND PETROLEUM TRIBUNAL (EPT)

Das EPT ist Nachfolger des Energy Tribunal. Das Energy Tribunal war ein quasi-juristischer Körper mit dem Auftrag, Berufungen zu hören, die eingelegt wurden in Bezug auf Entscheidungen der ERC, die dementsprechend dem alten Energiegesetz entsprechen. Die Gerichtsbar-



keit des EPTs ist allerdings größer; das neue Gesetz regelt, dass das EPT Streitigkeiten und Berufungen bezüglich Energie und Erdöl beurteilt und anhört, die unter den Energy Act 2019 „und jedes andere niedergeschriebene Recht“ fallen. Das bedeutet, dass das EPT nicht ausschließlich Streitigkeiten anhört, die beispielsweise aus dem Petroleum Act entstehen, sondern gegebenenfalls auch aus jedem anderen Gesetz, das sich auf derartige Angelegenheiten bezieht. Das neue Gesetz legt einen klaren, gesetzlichen Rahmen fest. Diesen gab es bis dato nicht. Der festgelegte Rahmen dient der EPT als Leitlinie bei der Durchführung ihrer Geschäfte, insbesondere hinsichtlich betroffener Verfahren.

RURAL ELECTRIFICATION AND RENEWABLE ENERGY CORPORATION (REREC)/RENEWABLE ENERGY RESOURCE ADVISORY COMMITTEE (RERAC)

Das neue Gesetz hat die Vorschläge des Gesetzentwurfs für die Einführung der REREC und des RERAC übernommen.

Das REREC ist der Nachfolger der Rural Electrification Authority (REA). Das REREC wird, zusätzlich zur Elektrifizierung des ländlichen Raums, ein erweitertes Mandat bezogen auf Erneuerbare Energien haben, das sie zum Zentrum der Politikformulierung, Forschung und Entwicklung, der internationalen Kooperation und der Förderung des Einsatzes von Erneuerbaren Energien der lokalen Bevölkerung macht. Das RERAC hingegen ist ein interministerielles Komitee mit dem Zweck, den zuständigen Kabinettsminister in Angelegenheiten zu beraten, die die Allokation von Erneuerbaren Energieträgern, die Lizenzierung von Gebieten für Erneuerbare Energien, das Management für Wassertürme und Einzugsgebiete, die Entwicklung für Mehrzweckprojekte wie Dämme oder Reservoirs sowie das Management und die Entwicklung von erneuerbaren Energieträgern betreffen.

NUCLEAR POWER AND ENERGY AGENCY (NPEA)

Die NPEA wird der Nachfolger des Kenya Nuclear Electricity Board, eines staatlichen Unternehmens, das gemäß der Kenya Nuclear Electricity Board Order No. 131 aus dem Jahr 2012 etabliert wurde. Das NPEA wird das Mandat dieses Boards weiterführen, um Kenias Atomkraftprogramm zu entwickeln und zu implementieren.

ÜBERTRAGUNG DER RECHTE VON ERNEUERBAREN ENERGIETRÄGERN

Das neue Gesetz hat die Anträge des Gesetzentwurfs angenommen, die alle Rechte an erneuerbaren und geothermischen Ressourcen an die nationale Regierung

übertragen. Wie in unserem letzten Artikel erwähnt wurde, hat diese Vorschrift hauptsächlich den Zweck, zu klären, welche Ebene der Regierung das Recht hat, diese Ressourcen zu verwalten. Da Ressourcen nicht gleichmäßig über das Land verteilt sind, wird es als bestmöglich betrachtet, diese an die nationale Regierung zu übertragen, die sie entsprechend dem größtmöglichen Nutzen für die gesamte Bevölkerung Kenias erschließen kann und nicht ausschließlich für die Regionen und Kommunen, in denen Ressourcen vorhanden sind. Die jeweiligen regionalen Bezirksregierungen und Kommunen werden jedoch entschädigt, indem sie einen Teil der von der Regierung erhobenen Abgaben für die Entwicklung von Ressourcen erhalten.

ABGABEN FÜR DIE EXTRAHIERUNG VON GEOTHERMISCHEN RESSOURCEN

Die zu zahlenden Gebühren entwickelten sich – während der Gesetzesentwurf den Teil der öffentlichen Teilhabe des Gesetzgebungsverfahrens durchlief – zu einem brisanten Thema. Die Spannungen betrafen die Aufteilung der Abgaben zwischen den drei Hauptbeteiligten: den Kommunen und regionalen Bezirksregierungen der Gebiete mit Ressourcen sowie der nationalen Regierung. Die lokalen Kommunen und Bezirksregierungen forderten zwischenzeitlich bis zu 45 Prozent der gezahlten Gebühren.

Das Gesetz hat dennoch die Vorschriften des Gesetzentwurfs übernommen, trotz aller Proteste bezüglich der Höhe der zu zahlenden Gebühren für Lizenzen, d. h. zwischen 1 Prozent und 2,5 Prozent, die zwischen den ersten 10 Jahren der Produktion zu zahlen sind und zwischen 2 und 5 Prozent für alle darauffolgenden Jahre. Außerdem wurden Vorschriften für die Aufteilung der Gebühren zwischen den Hauptbeteiligten beibehalten, d. h. die lokalen Kommunen werden 5 Prozent erhalten, die Bezirksregierungen 20 Prozent, die übrigen 75 Prozent werden an die nationale Regierung gehen. Das Gesetz hat auch die Vorschriften des Gesetzentwurfs übernommen, die dem zuständigen Kabinettsminister erlauben, die Höhe der Gebühren im Interesse der Förderung von Investitionen und der Entwicklung der Ressourcen zu variieren oder sie zu erlassen.

VORBEREITUNG EINER INVENTAR- UND RESSOURCENKARTE FÜR ERNEUERBARE ENERGIETRÄGER

Das Gesetz hat außerdem die Vorschriften bezüglich der Erstellung einer Inventar- und Ressourcenkarte für erneuerbare Energieträger der Regierung durch das Ministerium für Energie und Erdöl übernommen. Diese Inventar- und Ressourcenkarte wird, sobald sie erstellt wurde, die Kosten zukünftiger Investoren, die Explorations- und Wirtschaftlichkeitsanalysen durchführen, senken.

NET-METERING

Auch Net-Metering hat es, wie im Gesetzesentwurf vorgeschlagen, in die Neuauflage geschafft. Das Gesetz stellt nun die gesetzliche Unterstützung dar, die notwendig war, um Konsumenten die Einspeisung von überschüssiger Kapazität ins Netz zu ermöglichen. Es sollte auch erwähnt werden, dass die Formulierungen im neuen Gesetz den Effekt haben, dass ein zugelassener Verteiler oder Händler dem Konsumenten ein Net-Metering-System auf dessen Wunsch zur Verfügung stellen muss. Im neuen Gesetz heißt es in Paragraph 162 (2):

Jeder zugelassene Verteiler oder Händler muss, auf Antrag, Net-Metering-Services für jeden Stromverbraucher, den der zugelassene Verteiler/Händler betreut, verfügbar machen.

Die dargestellte FiT-Verordnung und die Tarifstruktur bleiben gültig unter dem neuen Gesetz, bis eine erforderliche ergänzende Rechtsgrundlage die aktuelle FiT-Verordnung aufnimmt bzw. aktualisiert.

ENERGIEVERSORGUNG

Das neue Gesetz hat unter Paragraph 166 ein Bestrafungssystem für Energieversorger eingeführt, um Konsumenten für unrechtmäßige Stromausfälle zu entschädigen sowie für die Bereitstellung von irregulärem Strom bzw. Strom schlechter Qualität, der zu Beschädigungen von Eigentum, finanziellen Verlusten oder sogar Todesfällen führen kann. Diese Regelung wurde eingeführt als Antwort auf die Probleme, denen die meisten kenianischen Verbraucher in Verbindung mit der aktuellen Stromversorgung ausgesetzt sind, wie z.B. Stromausfälle oder



Es wird sich erst noch zeigen, wie dies in der Praxis umgesetzt wird, da Verteiler und Händler derartige Obligationen nicht als erstrebenswert erachten, da sie umsatzmindernd wirken könnten.

THE RENEWABLE ENERGY FEED-IN-TARIFF-SYSTEM (FiT)

The Renewable Energy Feed-in-Tariff-System wurde im neuen Gesetz verankert um die Rechtsgrundlage für die vom Ministerium für Energie 2008 entwickelte „Feed-in-Tariff-Policy on Wind, Biomass, Small-Hydro, Geothermal, Biogas and Solar Resource Generated Electricity“ (FiT-Policy) zu erweitern. Das FiT sieht vor, die Energieerzeugung durch Erneuerbare Energien sowie die Verteilung durch lokale Netze zu fördern. Außerdem sieht es vor, die Aufnahme und Innovation von erneuerbaren Energietechnologien zu fördern und somit die Treibhausgasemissionen sowie Kenias Abhängigkeit von nicht erneuerbaren Ressourcen zu mindern.

Spannungsabfälle. Die zugrunde liegende Stimmung war, dass die Kenya Power and Lightning Company (KPLC) als Kenias Hauptstromversorger ihre Kunden aufgrund ihres Monopols, das sie momentan genießt, als gesichert betrachtet. Die KPLC hat aktive Schritte eingeleitet, um die Kundenbelange zu adressieren und hat in den letzten fünf Jahren schon große Fortschritte gemacht. Diese Regelung wird dennoch erweitert, um den Konsumenten zu versichern, dass die Gesetzgebung Maßnahmen ergreift, die die benötigte Änderung, nämlich den Zugang zu stabiler Stromversorgung von guter Qualität, in Gang setzt.

EINFÜHRUNG DES GESETZES

Da das Gesetz jetzt in Kraft tritt, liegt es an den verschiedenen Regierungsparteien, die notwendigen Schritte einzuleiten, um es gänzlich betriebsfähig zu machen.

Für den Anfang werden sich die Energiesektoreinheiten, die unter dem neuen Gesetz etabliert wurden, d. h. EPT,

REREC, RERAC und NPEA weiterentwickeln und die Aufgaben der Einheiten übernehmen, die sie ersetzen. Da die neuen Einrichtungen grundsätzlich den Vorgängern entsprechen, wird die Umstellung hauptsächlich deren Umbenennung sowie die gesamte Übernahme der neuen Mandate sein. Die Übergangsbestimmungen aus Paragraph 225 des neuen Gesetzes und der Fourth Schedule des neuen Gesetzes belegen dies. Zum Beispiel: Die Führung des ERC, d. h. die Vorsitzenden und Bevollmächtigten, bleiben bis zum Ende ihrer Amtszeit in ihren neuen Rollen als Vorsitzende und Mitglieder des Vorstands im Amt des EPRA. Auch die Mitarbeiter des ERCs werden weiterhin Mitarbeiter des EPRA bleiben. Das bedeutet, dass die Geschäfte wie üblich weitergeführt werden.

Grundsätzlich wird alles (sofern gültig), das unter dem alten Gesetz beschlossen wurde, auch weiterhin unter dem neuen Gesetz gültig und bindend sein. Deshalb werden auch alle Lizenzen, die unter dem aufgehobenen Gesetz vergeben wurden, weiterhin Gültigkeit haben. Tarife, die bei Aufnahme des neuen Gesetzes bestehen, werden, bis sie ersetzt werden, auch weiterbestehen. Letztlich sollen beispielsweise auch die ergänzenden Verordnungen, die unter dem alten Gesetz verabschiedet wurden, z. B. die Energy (Electricity Licensing) Regulations 2012 solange auch weiterhin gelten, bis neue Regulierungen bestimmt wurden.

Neue unterstützende Regulierungen, die den detaillierten rechtlichen Rahmen schaffen, um die Implementierung der verschiedenen Vorschriften des neuen Gesetzes zu regeln und zu unterstützen, müssen dennoch unter dem neuen Gesetz verabschiedet werden.

Das Highlight sind die Regulierungen, die für die Verwaltung und Implementierung des Net-Meterings, des Einspeisevergütungssystems sowie die Berechnung, Erhebung und Verteilung von Gebühren unter dem neuen Gesetz entwickelt werden müssen. Es ist nicht sicher wie lange es dauern wird bis diese entwickelt sind. Wir sind uns aber bewusst und erwarten, dass das Ministerium für Energie und Petroleum und das ERC während der langen Wartezeit bis zur Verabschiedung des neuen Gesetzes Entwürfe für diese Regulierungen erarbeitet haben. Von daher hoffen und erwarten wir, dass diese schon bald dargelegt werden.

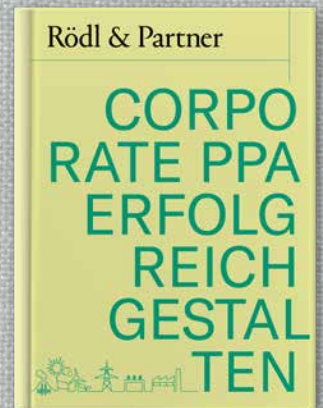
Das neue Gesetz hat Fristen für die Ausgestaltung von einigen unterstützenden Verordnungen gesetzt. Zum Beispiel ist der Kabinettsminister dazu verpflichtet, innerhalb von sechs Monaten nach Einführung des neuen Gesetzes, Regulierungen entsprechend Paragraph 166 für ein Bestrafungssystem für Versorgungsunternehmen für ausfallende oder mangelnde Stromversorgung zu entwickeln.

Unabhängig davon hat das neue Gesetz eine Frist von 12 Monaten für den Kabinettsminister gesetzt. Innerhalb dieser muss er eine landesweite Umfrage und Ressourcenauswertung für alle erneuerbaren Energieträger durchführen – zum Zweck der Erstellung der Ressourcenkarte sowie des erneuerbaren Energieträger-Inventars.

FAZIT

Die Verabschiedung des Energy Act 2019 repräsentiert die Übertragung der Verantwortung von der Gesetzgebung zum geschäftsführenden Arm der Regierung für die Weiterentwicklung der Energiebranche. Es bleibt zu hoffen, dass diese die gegebenen Chancen nutzt, um die enthaltenen Versprechen zu realisieren. Wir werden weiterhin Updates über die Implementierung des neuen Gesetzes liefern, sobald die jeweiligen Regulierungen veröffentlicht wurden.

Kennen Sie schon
unser neues
E-BOOK?



Jetzt kostenfrei
herunterladen:

<http://bit.ly/CorporatePPA>

*Kontakt für weitere
Informationen*



Penninah Munyaka
Attorney at Law (Kenya)
T +254 702 463 272
E penninah.munyaka@roedl.com



→ Aus aller Welt

Änderung des polnischen Gesetzes über Erneuerbare Energien

von Piotr Mrowiec, LL.M.

Bereits im Februar hat das Energieministerium den Entwurf der Novelle des polnischen Gesetzes über Erneuerbare Energien veröffentlicht und zur öffentlichen Konsultation gestellt. Bis zum Zeitpunkt der Verfassung dieses Beitrags bewegten sich die legislativen Arbeiten nicht nach vorne, obwohl die Novelle erforderlich ist, um die Energieausschreibungen in diesem Jahr organisieren zu können.

BESTANDSANLAGEN – ÄNDERUNG DER HÖHE DER ERSATZGEBÜHR

Die Regierung plant eine signifikante Änderung des Mechanismus für die Festlegung der Höhe der Ersatzgebühr. Gemäß dem jetzigen Wortlaut des Gesetzes beträgt die Höhe der Ersatzgebühr 125 Prozent der durchschnittlich auf der Energiebörse gehandelten Preise der Grünen Zertifikate im Vorjahr (im Jahr 2019 beträgt der Wert 103,82 PLN). Demnach beträgt die Höhe der Ersatzgebühr für 2019 genau 129,775 PLN. Das Gesetz nennt auch einen maximalen Betrag, den die Ersatzgebühr haben kann – dieser liegt bei 300,03 PLN.

Nach dem Entwurf der Novelle soll die Formel für die Festlegung der Höhe der Ersatzgebühr anders aussehen. Die Höhe der Ersatzgebühr soll nicht mehr an den durchschnittlichen Marktpreis der gehandelten grünen Herkunftszertifikate gekoppelt werden, sondern an die Höhe der Referenzpreise (maximal zugelassene Ausschreibungspreise) und den durchschnittlichen Preis der elektrischen Energie im Vorjahr. Gemäß dem Änderungsvorschlag soll die maximale Höhe der Ersatzgebühr eine Differenz zwischen dem durchschnittlichen Referenzpreis für sämtliche Technologien in 2018 (gewichtet nach der installierten Nennleistung zum 30. Juni 2016) und dem durchschnittlichen Stromkaufpreis im Vorjahr betragen.

Der Vorschlag des Ministeriums wurde von der Erneuerbare-Energien-Branche scharf kritisiert. Es ist wahrscheinlich, dass das Ministerium von der Idee abrückt und es bei der alten Formel belässt.

VERLÄNGERUNG DER GÜLTIGKEIT DER ABGESCHLOSSENEN NETZABSCHLUSSVERTRÄGE

Gemäß der aktuellen Vorschrift des Art. 192 EEG-PL, kann die vertragliche Frist für die erstmalige Lieferung von Strom, der in einer (Onshore-)Windanlage, oder PV-Anlage erzeugt wird, nicht länger sein als 48 Monate. Diese Frist läuft seit dem Inkrafttreten des EEG-PL. Das Gesetz trat 30 Tage nach seiner Bekanntmachung in Kraft. Die Bekanntmachung erfolgte am 3. April. Die Netzanschlussverträge sollten demnach nicht länger gelten als bis zum 4. Mai 2019. Die geplante Novelle ändert diese Vorschrift, indem ein „einmonatiges Anschlusszeitfenster“ für die EE-Projekte bestimmt wird. Die endgültige Frist für die Energielieferung kann nicht früher als zum 1. Januar 2020, aber auch nicht später als zum 31. Januar 2020, ablaufen.

Es ist zu beachten, dass unabhängig von der obigen Verlängerung, die Gültigkeit der Netzabschlussverträge für die Projekte, die die Ausschreibung gewinnen, um die Frist verlängert wird, die den Gewinnern für die Fertigstellung der Anlagen gewährleistet wird.

MENGE AN ENERGIE, DIE AUS NEUEN ANLAGEN ZUM KAUF ANGEBOTEN WIRD (WIND, PV)

Die Novellierung ist nicht nur wegen der akuten Anschlussproblematik erforderlich. Wegen der fehlenden Ausführungsvorschriften kann nach der geltenden Rechtslage im Jahr 2019 keine neue Ausschreibung organisiert werden. Mit der Änderung des EEGs sollen diesjährige Auktionen ermöglicht werden. Das Ministerium präsentierte nun die Energiemengen zu der in 2019 geplanten Ausschreibungsrunde. Für die Windbranche ist die Menge an Energie relevant, die zum Kauf aus neuen Anlagen ab 1 MW angeboten wurde – 91 470 000 MWh (Technologienkorb Wind und Sonne). Unter der Annahme, dass die an der Auktion teilnehmenden Anlagen eine Größe von 10 MW haben werden und jede Anlage in einem Zeitraum von 15 Jahren (30.000 MWh pro Jahr) etwa 450.000 MWh an elektrischer Energie produzieren wird, dann ist die Ausschreibungsrunde für gut 200 Windkraft-Projekte konzipiert. Auch für die Ausschreibungsrunde für Anlagen bis 1 MWp, für die die PV-Anlagen prädestiniert sind, wurden die Mengen genannt. Demnach soll von kleineren Windkraft- oder PV-Anlagen 11 445 000 MWh an Energie gekauft werden.



Kontakt für weitere Informationen



Piotr Mrowiec, LL.M.
Attorney at Law (Poland), Mediator
T +48 222 106 990
E piotr.mrowiec@roedl.com

→ Aus aller Welt

Stromausfälle in Südafrika

Eigenerzeugungsanlagen sind gefragt

von Anna-Lena Becker

Südafrika leidet derzeit wieder unter Load Shedding, d. h. geplanten Stromabschaltungen zur Entlastung des Stromnetzes. Durch die andauernden Stromausfälle wächst die Nachfrage von Unternehmen und Privathaushalten nach Eigenerzeugungsanlagen und Batterielösungen.

Südafrika kämpft schon seit Jahren mit Stromengpässen. Hintergrund sind marode Kohlekraftwerke, Vernachlässigung notwendiger Wartungsarbeiten und dergleichen, jahrelange Verzögerungen der Fertigstellung neuer Kohlekraftwerke und hohe Verschuldung des staatlichen Stromversorgungsunternehmens („Eskom“). Um einen totalen Stromausfall zu verhindern, wurde in Südafrika das Load Shedding eingeführt. Beim Load Shedding handelt es sich um geplante Stromabschaltungen in rotierenden Gebieten des Landes. Dies bedeutet konkret, dass Südafrika in Zonen eingeteilt wurde und nach einem starren Plan zu unterschiedlichen Zeiten der Strom in den jeweiligen Zonen abgeschaltet wird. Wie oft dies passiert, hängt vom Load-Shedding-Level (Level 1 bis Level 8) ab. Die Load-Shedding-Levels beschreiben, wie viele MW vom Netz genommen werden. Level eins entspricht 1.000 MW, Level zwei 2.000 MW, usw.

Seit November 2018 ist Load Shedding nach rund dreijähriger Pause zurück. Im Dezember und Januar konnten zunächst weitere Stromabschaltungen durch Dieselnutzung abgewandt werden. Diese sehr kostspielige Notlösung versagte im Februar 2019 infolge des kompletten Verbrauchs der Dieselvorräte im Land. Dies führte dazu, dass im Februar sprunghaft Load-Shedding-Level 4 erreicht wurde. Level 4 heißt konkret, dass dreimal innerhalb von 24 Stunden der Strom für jeweils 2,5 Stunden ausfällt.

Da Südafrika kurz vor den nationalen Wahlen steht, ist Load Shedding auch ein politisches Thema. So finden sich an den Straßen Wahlplakate der großen Oppositionspartei mit dem Spruch „Keep the lights on“. Der südafrikanische Präsident hat in seinem jährlichen Bericht zur Lage der Nation eine Aufspaltung des staatlichen Energieunternehmens angekündigt. Dies soll bedeuten, dass Eskom in Zukunft in drei separate Unternehmen für

Erzeugung, Übertragung und Verteilung unter dem Dach der Konzerngesellschaft aufgespalten werden soll. Eine Privatisierung von Eskom wird jedoch abgelehnt.

Ein verstärkter Fokus auf Erneuerbare Energien und erweiterte Öffnung des Energiemarktes für unabhängige Stromerzeuger würde die Stromengpässe beenden. Das öffentliche Ausschreibungsprogramm („Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme - REIPPPP“), das 2011 startete und bislang 3.776 MW ans Netz brachte, wird voraussichtlich 2020/2021 in die nächste Runde gehen.

Großes Potenzial schafft das Load Shedding für deutsche Unternehmen in den Bereichen der Eigenverbrauchsanlagen. Die Anzahl der Photovoltaik-Aufdachanlagen wächst stetig in Südafrika. Einige Gemeinden erlauben für Eigenerzeugungsanlagen bis zu 1 MW auch die Netzeinspeisung im Wege von Net-metering. Aufgrund des Load Sheddings sind insbesondere auch Batterielösungen stark gefragt. Unternehmen sowie Privathaushalte wollen sich von Eskom und der unsicheren Stromversorgung lossagen.

Der Markteintritt ist in Südafrika im afrikanischen Vergleich unkompliziert. Insbesondere die Gesellschaftsgründung vor Ort kann in ca. 2 Wochen bewerkstelligt werden. Der südafrikanische Finanzsektor entspricht dem europäischen Standard. Darüber hinaus bietet sich Südafrika als Sprungbrett zur Erschließung weiterer afrikanischer Märkte in Subsahara-Afrika an.

Kontakt für weitere Informationen



Anna-Lena Becker, LL.M.
Rechtsanwältin
T +27 214 182 350
E anna-lena.becker@roedl.com



Kennen Sie schon unser neues
E-BOOK?

Jetzt kostenfrei herunterladen:
<http://bit.ly/CorporatePPA>

→ Neuigkeiten zu internationalen EE-Förderprogrammen

Förderung von Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Förderoption Wettbewerb

Mittels eines wettbewerblichen Verfahrens fördert das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Maßnahmen im Bereich Energieeffizienz und Prozesswärme in der Wirtschaft. Nur die effizientesten Projekte einer Bewerbungsrunde werden zur Förderung ausgewählt, Kriterium ist hierbei die je Förder-Euro erreichte CO₂-Einsparung pro Jahr.

Antragsberechtigt sind:

- Private Unternehmen
- Kommunale Unternehmen
- Contractoren
- Angehörige der Freien Berufe

Zu den förderfähigen Maßnahmen gehören:

- Prozess- und Verfahrensumstellungen sowie Optimierung von Produktionsprozessen
- Abwärmenutzung
- Wärmeversorgung, Kühlung und Belüftung im Produktionsprozess
- Bereitstellung von Prozesswärme oder -kälte
- Vermeidung von Energieverlusten im Produktionsprozess
- Sensorik, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik
- Erstellung eines Einsparkonzeptes sowie die Umsetzungsbegleitung

Folgende Voraussetzungen müssen für eine Förderung erfüllt werden:

- Vorlage eines Einsparkonzeptes
- Amortisationszeit ohne Förderung > 4 Jahre
- Umsetzungsdauer von maximal 3 Jahren
- Im Falle von Contractingvorhaben Abschluss eines separaten Contractingvertrags
- Einhaltung der Nutzungspflicht von 3 Jahren

Gefördert werden Investitionsmehrkosten inklusive Nebenkosten mit bis zu 50 Prozent Zuschuss, allerdings maximal bis zu einer Höhe von 5 Millionen Euro je Vorhaben.

Anträge können ab dem 15. April 2019 kontinuierlich eingereicht werden, jedoch erfolgt eine Auswahl der zu fördernden Projekte im Rahmen von Wettbewerbsrunden. Der nächste Stichtag ist der 30. Juni 2019. Eine frühzeitige Schließung der Bewerbungsrunde ist bei Überzeichnung des zur Verfügung stehenden Budgets möglich. Anträge sind beim zuständigen Projektträger der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH einzureichen.

*Kontakt für weitere
Informationen*



Maria Ueltzen
Europäische Diplom-
Verwaltungsmanagerin (FH)
T +49 911 9193 3614
E maria.uelzten@roedl.com

→ Rödl & Partner intern

Veranstaltungshinweise

9. BRANCHENTREFFEN ERNEUERBARE ENERGIEN

27. NOVEMBER 2019

in Nürnberg

SAVE THE DATE



Wir laden Sie herzlich ein, in unserem Nürnberger Stammhaus am 27. November 2019 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.

*Kontakt für weitere
Informationen*



Patrick Marschner
B.A. Betriebswirtschaftslehre
T +49 911 9193 3610
E patrick.marschner@roedl.com



→ Rödl & Partner intern

Veranstaltungshinweise

THEMA	Netzwerk Wärmewende - Auftakttreffen und Praxisaustausch
TERMIN/ORT	21.5.2019 / Köln
THEMA	Corporate PPA mit Fokus Deutschland, Italien, Spanien und Skandinavien
TERMIN/ORT	22.5.2019 / Köln
THEMA	9. Branchentreffen Erneuerbare Energien
TERMIN/ORT	27.11.2019 / Nürnberg

Alle Informationen zu unseren Seminaren finden Sie direkt im Internet unter:
www.roedl.de/seminare.

Kontakt für weitere Informationen



Patrick Marschner
B.A. Betriebswirtschaftslehre
T +49 911 9193 3610
E patrick.marschner@roedl.com

Rödl & Partner

Impressum

Verantwortlich für redaktionelle Inhalte gemäß § 55 Abs. 2 RStV:
Prof. Dr. Christian Rödl
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg

Rödl Rechtsanwalts-gesellschaft Steuerberatungsgesellschaft mbH
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg
Deutschland / Germany

Tel: +49 911 9193 0
Fax: +49 911 9193 1900
E-Mail: info@roedl.de
www.roedl.de

einzelvertretungsberechtigter Geschäftsführer:
Prof. Dr. Christian Rödl, LL.M., RA, StB

Umsatzsteueridentifikationsnummer:
DE 245930498

Berufliche Niederlassung als Steuerberater in Nürnberg

Berufsbezeichnung: Steuerberater, Rechtsanwalt
verliehen in: Bundesrepublik Deutschland.

zuständige Kammern:
Die bei der Rödl Rechtsanwalts-gesellschaft Steuerberatungsgesellschaft mbH tätigen Rechtsanwälte sind Mitglieder der für ihre Zulassung bzw. für ihre berufliche Niederlassung zuständigen Rechtsanwaltskammer und unterliegen der Aufsicht des Vorstands der zuständigen Rechtsanwaltskammer. Weitere Informationen zu den regionalen Rechtsanwaltskammern finden Sie hier.

Die bei der Rödl Rechtsanwalts-gesellschaft Steuerberatungsgesellschaft mbH tätigen Steuerberater sind Mitglied der für ihre berufliche Niederlassung zuständigen Steuerberaterkammer und unterliegen deren Aufsicht. Weitere Informationen zu den regionalen Steuerberaterkammern finden Sie hier.

Berufsrechtliche Regelungen:

für Rechtsanwälte:
Bundesrechtsanwaltsordnung (BRAO),
Berufsordnung für Rechtsanwälte (BORA),
Gesetz über die Vergütung der Rechtsanwältinnen und Rechtsanwälte (RVG),
Fachanwaltsordnung (FAO),
Berufsregeln der Rechtsanwälte der Europäischen Gemeinschaft,
Gesetz über die Tätigkeit europäischer Rechtsanwälte in Deutschland (EuRAG).
Alle Texte sind hier abrufbar.

für Steuerberater:
Steuerberatungsgesetz (StBerG),
Durchführungsverordnung zum Steuerberatungsgesetz (DVStB),
Berufsordnung der Bundessteuerberaterkammer (BOSTB),
Berufsordnung der Steuerberater in Europa (EuropBGr),
Steuerberatungsvergütungsverordnung (StBVV).
Alle Texte sind hier abrufbar.

Hinweis:
Um zu vermeiden, dass der Rödl & Partner-Newsletter unbemerkt von Ihrem Spam-Filter aussortiert oder gelöscht wird, bitten wir Sie, die Absenderadresse, die Sie in der Regel am Anfang dieser E-Mail finden, in Ihr Adressbuch aufzunehmen. Klicken Sie hierzu auf „Antworten“, dann klicken Sie die Adresse einfach mit der rechten Maustaste an.

Datenschutz:
Wir versichern Ihnen, dass Ihre Daten, die Sie bei der Anmeldung zu unserem Newsletter angegeben haben, nicht an Dritte weitergegeben werden, sie dienen lediglich dem Versenden der E-Mail-Newsletter.

Weitere Informationen zum Datenschutz.

Urheberrecht:
Alle Rechte vorbehalten. Jegliche Vervielfältigung oder Weiterverbreitung in jedem Medium als Ganzes oder in Teilen bedarf der schriftlichen Zustimmung der Rödl Rechtsanwalts-gesellschaft Steuerberatungsgesellschaft mbH.

Vertraulichkeitserklärung:
Der Inhalt dieser E-Mail ist vertraulich und ausschließlich für den bezeichneten Adressaten bestimmt. Wenn Sie nicht der vorgesehene Adressat dieser E-Mail oder dessen Vertreter sein sollten, so beachten Sie bitte, dass jede Form der Kenntnisnahme, Veröffentlichung, Vervielfältigung oder Weitergabe des Inhalts dieser E-Mail unzulässig ist. Wir bitten Sie, sich in diesem Fall mit dem Absender der E-Mail in Verbindung zu setzen und diese Mail sowie alle Kopien davon zu vernichten. Herzlichen Dank für Ihre Unterstützung.