



# Investieren in Erneuerbare Energie

## 2016

Österreich  
Deutschland

sowie

Bulgarien Kroatien Polen Rumänien Slowakei Slowenien Tschechien Ungarn



# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b>	4
<b>Executive Summary</b>	7
Rückblende 2015 und Ausblick 2016 je Land	8
Tarifsysteme im Überblick	10
<b>Marktanalyse 2016 im Detail</b>	13
Österreich	14
Deutschland	22
Bulgarien	30
Kroatien	34
Polen	39
Rumänien	45
Slowakei	51
Slowenien	55
Tschechien	60
Ungarn	64
<b>Fokusthemen</b>	
Geothermie	70
Offshore	76
Finanzierungsinstrumente für den Bereich Erneuerbare Energien	82
Autoren	85
Herausgeber	86
Abkürzungsverzeichnis	88
Impressum	90



# Vorwort

Kommunalkredit Austria AG und SCWP Schindhelm freuen sich, die Studie »Investieren in Erneuerbare Energie 2016« vorstellen zu dürfen. Sie stellt eine Fortsetzung zu den erfolgreichen Studien der Jahre 2012 bis 2015 dar und ermöglicht Investoren, Beratern und Projektentwicklern einen schnellen und pragmatischen Einblick in die aktuellen Rahmenbedingungen für Wind-, Solar- und Kleinwasserkraftwerke in Österreich, Deutschland und im CEE-Großraum für das Jahr 2016. Erstmals werden in dieser Ausgabe zusätzlich die Spezialthemen Geothermie, Windkraft Offshore und Projektfinanzierung von Co-Autoren der Kommunalkredit Austria AG aufgegriffen.

Die **zehn ausgewählten Länder** zählen bei den Direktinvestitionen österreichischer Investoren seit jeher zu Kernmärkten mit denen langjährig erfolgreiche Wirtschaftsbeziehungen bestehen. Sie verfügen über gesetzlich verankerte Rahmenbedingungen für den Ausbau und den Betrieb von Kraftwerken auf Basis Erneuerbarer Energien (EE). Im Fokus der vorliegenden Studie stehen die Potenziale und Tarifsysteme in diesen Ländern.

Die Tarife sind national sehr unterschiedlich geregelt, obwohl alle Länder der Studie zur Europäischen Union (EU) gehören. Die Auswirkungen der verschiedenen Tarif- und Fördersysteme auf die Finanzierbarkeit und Realisierbarkeit der EE-Projekte werden in den nachfolgenden Darstellungen technologiespezifisch erläutert.

Als wesentliche Schubkraft und Basis für die positive Entwicklung der EE in der Europäischen

Union (EU) dient die **Richtlinie zur Erneuerbaren Energie 2009/28/EC**, die für das Jahr 2020 drei wesentliche Ziele verbindlich vorgibt: Reduktion von Schadstoffemissionen um 20%, Steigerung des Energieanteils aus EE auf 20% sowie Energieeffizienzsteigerung um 20%. Diese Ziele sind von den Mitgliedsstaaten in der nationalen Gesetzgebung samt Nationalen Aktionsplänen (NAP) umzusetzen. Unterstützung erhält die Richtlinie auf EU-Ebene durch den Juncker-Plan – ein 300-Milliarden-Investitionsprogramm für Infrastruktur mit dem Ziel, zusätzliches Wachstum und Arbeitsplätze unter anderem durch das Schließen der Investitionslücke für Energieprojekte und das Mobilisieren von Großprojekten zu schaffen. Die Rahmenstrategie der EU Kommission für eine Vertiefung der Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie wird auch als Voraussetzung für ein nachhaltiges, krisenfestes und energieunabhängiges Europa gesehen, da sie den bislang nicht fertig gestellten Energiebinnenmarkt voranbringen soll. Auf **nationaler Ebene** findet seit dem Jahr 2015 neben den EE-Gesetzen die Energieeffizienz verstärkt Eingang in die Gesetzgebung und leistet ebenfalls einen Beitrag, um die Erneuerbare Energie-Branche anzukurbeln. **International** stellt freilich die im Dezember 2015 abgehaltene Pariser Klimakonferenz einen markanten Meilenstein auch für den Sektor dar.

Die vorliegende Studie zieht – mit Stand Ende 2015, also sechs Jahre nach Veröffentlichung der EU-Richtlinie – ein Resümee der bisherigen Anstrengungen im EE-Sektor und gibt einen Ausblick für 2016 und teilweise auch für die Jahre danach.

Europa hat im Bereich EE erstmalig die Marktführerschaft an China abgegeben, dicht gefolgt von den USA. **Investitionen in der EU** waren insgesamt im Jahr **2015 rückläufig** – mit Ausnahme von Wind – und dieses gebremste Wachstum findet auch in immer weniger Ländern statt.

Im Bereich **Wind** erhöhten sich die Gesamtinvestitionen in 2015 im Vergleich zum Vorjahr um 40% auf EUR 24,6 Mrd. Dennoch stagnierte der Windausbau in 2015 innerhalb der EU Onshore, was Offshore hingegen mehr als wett gemacht wurde – durch eine Zubau-Leistung von rd. 3.000 MW (+104%). Auch wenn die Prognosen für Offshore für das Jahr 2016 wieder geringer sind (rd. 1,9 GW in Bau), erachten wir diese Entwicklung als wichtig und widmen uns in dieser Ausgabe erstmals in einem eigenen **Kapitel** dem Thema »Offshore«. Insgesamt zeigen die Trendanalysen auch im Jahr 2016 – unter Berücksichtigung der Offshore Windparks in der Nord- und Ostsee – einen kräftigen Anstieg an installierter Kapazität auf 155-160 GW. Geht es nach den Plänen der EU-Kommission wird

die installierte Leistung von 142 GW per Ende 2015 auf 220 GW im Jahr 2020 ansteigen.

Der Bereich **Photovoltaik** (PV) erlebte 2015 nach mehreren Krisenjahren in Serie trotz niedrigerer Zuwächse eine gewisse Konsolidierung der Branche in Europa. Ursachen dafür sind die weiterhin niedrigen Preise für PV und eine Annäherung an die Netzparität.

Gerade in den Ländern Zentral-, Ost- und Südosteuropas liegt aufgrund der besonderen geografischen und meteorologischen Voraussetzungen ein enormes Potenzial für den Ausbau der EE-Träger. Die Kommunalkredit Austria und SCWP Schindhelm verfügen über langjährige Erfahrung und umfassende Kompetenz in Finanzierungs- bzw. Rechtsfragen in diesen Ländern und möchten mit der vorliegenden Studie erneut einen Beitrag leisten, dass dieses Potenzial gehoben wird.

Wir hoffen, dass unsere Studie Ihr Interesse findet und wünschen Ihnen gute Unterhaltung bei der Lektüre.



**Dr. Jörg Autschbach**

Bereichsleiter Vertrieb  
Kommunalkredit Austria AG



**Dr. Thomas Podlesak**

Partner  
SCWP Schindhelm

<sup>1</sup> Die in der Studie genannten Kapazitätsangaben (bis inkl. 2015) wurden Publikationen der EWEA bzw. SPE (früher: EPIA) entnommen. Für 2015 wurden teilweise eigene Hochrechnungen und Schätzungen angestellt.

# Länder der Studie



# Executive Summary

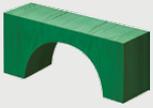
Das Jahr 2015 war wie bereits das Jahr 2014 nicht nur für Erneuerbare Energie (kurz: EE), sondern für die gesamte Energiebranche ein bewegtes Jahr, voller Unsicherheiten, Umbrüche und einer Fortsetzung des radikalen Wandels. Manche Probleme – wie der Klimawandel – sind globale Themen, die aber unterschiedliche regionale Anstrengungen und Lösungen voraussetzen. Andere Herausforderungen für die Energiebranche sind regionaler Natur (Rohstoffsituation, Energiemix, Importabhängigkeit etc.) und je nach Land in unterschiedlichen Ausprägungen anzutreffen. Auch in den betrachteten Ländern der Studie hängen die Auswirkungen maßgeblich von den lokalen, nationalen Rahmenbedingungen im jeweiligen Land ab.

Die Strommärkte sind nun schon mehrere Jahre in Serie aus dem Gleichgewicht, Strompreise an den Börsen notieren so niedrig wie seit elf Jahren nicht – der Preisdruck auf konventionelle Stromproduzenten ist enorm. Die **Schattenseiten der Energiewende** bekommen die Energieversorgungskonzerne doppelt zu spüren – durch sinkende Großhandelspreise des Stroms und die notwendigen Infrastrukturinvestitionen in Netze. Das führte 2015/2016 dazu, dass Stromgiganten wie eon, RWE und Vattenfall ihre Strategien komplett neu ausrichten müssen, um zu überleben. Auch sind dutzende Stadtwerke z.B. in Deutschland von der Pleite bedroht. Die Wertberichtigungen in Milliardenhöhe für getätigte Investitionen in konventionelle Kraftwerke wurden wohl bereits in den letzten Jahren vorgenommen, aber die Rückstellungen für den Atomausstieg und sukzessiven Kohleausstieg sind enorm und die Endlagerung ist auch noch zu bewerkstelligen und zu finanzieren. Also wohl eher kein Ende der Krise in Sicht. Neue Geschäftsmodelle (Dienstleistung, Grünstrom), die Bürgerenergie, Trends zur

Re-Regionalisierung der Erzeugung, Eigenverbrauch, Speicherung, Regelenergie, Smart Grid etc. erhöhen den Margendruck bei den großen Energieversorgungsunternehmen – zeigen aber die Vielfältigkeit und Komplexität der Herausforderungen der Branche und den totalen Paradigmenwechsel.

Trotz aller Schwierigkeiten hat sich zumindest für die EE ein langjähriger Boom fortgesetzt. Das Jahr 2015 war für Europa das achte Jahr in Folge, in dem mehr Energiekapazität aus EE ausgebaut wurde als aus sämtlichen anderen Energieträgern. Und das obwohl der Ölpreis an den Börsen auf historisch niedrigem Niveau ist, was durchaus zu Fehleinschätzungen und -investitionen hätte führen können.

Diverse Studien prognostizieren ausgehend von 2012er Werten eine weitere Verdoppelung der weltweiten Kapazitäten im Bereich EE bis 2025, was über alle Technologien und Länder ein durchschnittliches Wachstum von rund 6% bis 7% pro Jahr bedeutet. Möglich ist dies – auch bei sinkenden Förderungen/Fördertarifen – aufgrund stark sinkender Kosten durch innovative Technologien und Skaleneffekte. Die Prognosen für Europa laufen etwas gebremst – nicht zuletzt weil die Harmonisierungsbemühungen der EU sowie die Umstellung auf marktpreisgekoppelte Tarifsysteme (Auktionen, Ausschreibungen etc.) für die EU-Mitgliedsstaaten ab 2017 real werden. Nicht berücksichtigt sind in diesen Prognosen die Auswirkungen der Pariser Klimakonferenz im Dezember 2015, COP 21. Die Umsetzung dieses ersten globalen Klimaschutzabkommens mit 195 Staaten – oft zitiert als das »Ende des fossilen Zeitalters« – benötigt massive, neue Energiestrategien und Aktionspläne. Für Österreich wurde z.B. das Versprechen »100% Strom aus EE bis 2030« und



»100% Energie aus EE bis 2050« abgegeben. Die künftigen Nationalen Aktionspläne bedürfen demnach einer wesentlichen positiven Neuausrichtung und dürften wieder Schwung in das gebremste Wachstum bringen – mit dem Ziel der Dekarbonisierung, die aber nur gemeinsam durch eine konzertierte Umsetzung in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr erreichbar scheint.

Das Pariser Klimaabkommen COP 21 bewegt nicht nur Europa sondern die ganze Welt und soll die Erderwärmung erfolgreich zwischen 1,5 und 2 Grad eindämmen, bis 2050 will man Netto-Null-Emissionen von Treibhausgasen erreichen, wofür die Industrieländer per anno 100 Mrd. USD zur Verfügung stellen wollen.

Die Umsetzung dieser Ziele bedarf massiver Anstrengungen von Politik, Wirtschaft und Bevölkerung. Die EU hat sich für 2016 eine Überarbeitung der Richtlinie zu erneuerbaren Energien, zum Energiemarktdesign und zur Energieeffizienz als Hausübung vorgenommen. Das beinhaltet Marktmechanismen, Energiestrategien über Strom hinaus – also auch Heizen und Kühlen – Emissionshandel etc. Weiters hat die EU bereits im Vorfeld die Energie-Union ins Leben gerufen mit dem Ziel, eine nachhaltige, wettbewerbsfähige Energie zur Verfügung zu stellen, den EU-Strommarkt weiter zu entwickeln und die erneuerbaren Energien effektiv zu integrieren. Jetzt liegt es an den Einzelstaaten, die den Ausbau der Stromnetze möglichst harmonisiert und rasch umsetzen müssen.

Für die erneuerbaren Energien ist diese Entwicklung bzw. sind diese Anstrengungen jedenfalls zu begrüßen, denn die Grünstromindustrie braucht diese Unterstützung, um wieder mehr Fahrt aufzunehmen.

## Rückblende 2015 und Ausblick 2016 je Land

Die EE erlebte in **Österreich** im Jahr 2015 auf Grundlage des Ökostromgesetzes (ÖSG 2012) sowie der Einspeisetarifverordnung einen weiteren Wachstumsschub. Die installierten Leistungen im Bereich Wind sind 2015 wie schon in den Jahren davor entscheidend angewachsen, im Wesentlichen aber wieder nur in zwei Bundesländern – im Burgenland und in Niederösterreich – allerdings geringer als im Vorjahr. Wesentlich für die positiven Erwartungen für 2016 ist die Festlegung des Tarifes wiederum für zwei Jahre. Allerdings leidet die Windindustrie unter den zu geringen Fördermitteln laut ÖSG, was sich in einer langen Warteliste fertig genehmigter Projekte widerspiegelt. Die wenig ambitionierten Ausbauziele für Photovoltaik (PV) laut Nationalem Aktionsplan (NAP) 2010 für das Jahr 2020 (322 MWp) wurden bereits im Jahr 2012 weit übertroffen. Nach einem doch eher durchwachsenen Jahr 2014 war das Jahr 2015 mit rd. 250 MWp an Neuinstallationen wieder ein sehr erfolgreiches Jahr und das im gesamten Bundesgebiet. Kleinwasserkraft befindet sich auch im Jahr 2015 aufgrund der Strompreissituation, der Anforderungen und rechtlichen Rahmenbedingungen in einer schwierigen Situation.

An der von der Branche dringend erwarteten Novelle zum ÖSG 2012 wird in den Ministerien bereits gearbeitet. Diese sollte ebenfalls Klarheit und den stark herbeigesehnten Wartetasenabbau bringen.

In **Deutschland** gilt wie schon im Vorjahr, dass die Energiewende samt beschlossener Atomausstieg vor allem wegen der steigenden Kosten intensive politische Diskussionen überstehen muss.

Dies führt freilich zu Unsicherheiten und hat – nach einem Rekordjahr bei Windausbauten in 2014 – im abgelaufenen Jahr 2015 nur zu bescheidenen Zuwächsen geführt. Wettgemacht wurde dies nur durch einen massiven Zubau im Offshore-Bereich. Bei PV wurde der von der Regierung vorgegebene Zielkorridor von 2.400 bis 2.600 MWp mit nur 1.400 MWp sogar deutlich unterschritten. Die Testphase zur Umstellung auf ein Auktionssystem bis 2017 wurde mit drei PV-Auktionen insgesamt erfolgreich abgeschlossen. Dennoch sind viele Umsetzungsfragen offen, die in einem ersten Entwurf zu einer weiteren EEG-Novelle bereits diskutiert werden. Die erwartete EEG-Novelle sollte 2016 jedenfalls wieder für mehr Klarheit und Wachstum sorgen.

In **Bulgarien** wurde das Ziel, im Jahr 2020 16 % des Bruttoenergieaufkommens aus EE zu decken, bereits im Jahr 2014 erreicht. Nicht nur deshalb, sondern auch um die Endverbraucherpreise in dem – in dieser Studie untersuchten – Land mit dem niedrigsten BIP pro Kopf gering zu halten, wurden schrittweise alle Anreize, in EE zu investieren, abgebaut. Waren es in den letzten beiden Jahren noch eine Sondersteuer auf die Erlöse aus Wind- und PV-Kraftwerken (die später wieder aufgehoben wurde) sowie mehrfache Senkungen der Einspeisepreise, so folgte im Frühjahr 2015 ein Paukenschlag: Alle Förderungen für Neuanlagen (ausgenommen kleine PV-Aufdach-Anlagen) wurden eingestellt. Damit wurden die letzten Anreize, in neue EE zu investieren, zunichte gemacht.

Da **Kroatien** erst im Juli 2013 der Europäischen Union beigetreten ist, waren die Erwartungen in die gesetzten Energieziele und die damit verbundenen Chancen für Investoren hoch. Tatsächlich wurden die Ziele letztlich vergleichs-

weise niedrig angesetzt, so dass der Druck auf die Regierung, hier aktiv ein positives Umfeld zu schaffen, moderat ist. Im Gegenteil, bereits im Jahr 2014 sind Förderungen für Wind und größere PV-Anlagen praktisch ausgelaufen. Das neue Alternativenergiegesetz, welches bereits seit September 2014 im Entwurf vorliegt, ist noch immer nicht umgesetzt, nicht zuletzt wegen der schwierigen Regierungsbildung zum Jahreswechsel 2015/2016.

**Polen** war auch im vergangenen Jahr eines der Länder mit markanter Investitionstätigkeit. Die Förderung von EE wurde bisher mit einem Quotensystem mit Grünzertifikaten bewerkstelligt. Unter diesem System konnte sich PV nicht entwickeln, und der erzielbare Preis für Grünzertifikate blieb unter den Erwartungen. Das im Mai 2015 nach verschiedenen Verzögerungen in Kraft getretene neue EEG zielt auf eine vollständige Systemumstellung in Richtung eines Auktionssystems, das dem Gewinner der Auktion hohe Preissicherheit durch einen Feed-in-Premium-Tarif bietet. Allerdings vergrößert sich das Entwicklungskosten-Risiko für (kleinere) Investoren, die unter Umständen nicht zum Zug kommen. Positiv sind jedenfalls deutlich verbesserte Rahmenbedingungen für PV-Anlagen verschiedener Größenklassen. Aktuell wurde eine Änderung zum neuen EEG ins Parlament eingebracht, sodass noch das alte Quotensystem anzuwenden ist, bis das EEG vollständig angewandt werden kann – was im 2. Halbjahr der Fall sein dürfte.

Nachdem der Markt für Grünzertifikate in **Rumänien** durch verschiedene Eingriffe in das System nachhaltig zusammengebrochen ist, hat sich die Investitionstätigkeit – sofern überhaupt vorhanden – zu großen, finanzstarken Versorgern hin verlagert.



Zusammen mit den weiterhin bestehenden Problemen im Bereich der Netzkapazität ergibt sich hier ein wenig positives Umfeld für verstärkte Investitionstätigkeit.

In der **Slowakei** wurde das Förderungs-Umfeld für EE in den letzten Jahren stufenweise verschlechtert. Diese Entwicklung scheint jetzt beendet, es haben sich 2015 aber auch keine Verbesserungen ergeben. Die Tarifsituation ist im Jahr 2016 praktisch gleich geblieben und bietet weiterhin nur für Kleinwasserkraft und kleinere/mittlere PV-Anlagen echte Anreize, während Windkraft wohl weiterhin auf nicht wahrnehmbarem Niveau stagnieren wird.

Auch in **Slowenien** gibt es zwar seit März 2014 ein neues EE-Gesetz, ähnlich wie in Polen und Kroatien fehlen aber für das in Aussicht genommene neue Tender-System noch die Durchführungsverordnungen, sodass derzeit keine neuen Projekte eingereicht werden können. Die Entwicklung im Vorjahr war bescheiden; wie in der Slowakei fehlt Windkraft (trotz vordergründig attraktiver Tarifsituation) bisher fast völlig auf der EE-Landkarte. Möglicherweise ergeben sich hier durch die geänderte Gesetzeslage neue Perspektiven.

In **Tschechien** hat sich das schlechte gesetzliche Umfeld für EE im Jahr 2015 nicht verändert. Mit Ausnahme von Kleinwasserkraft ist die Förderung von Neuanlagen endgültig eingestellt worden. Eine klar erkennbare Tendenz zum Ausbau von Kernkraft rundet das wenig erfreuliche Bild für Investitionen in EE ab.

Das Umfeld für Investitionen in EE hat sich in **Ungarn** im vergangenen Jahr nicht verändert. Absolute Stagnation im Bereich Wind, kleine Fortschritte bei Kleinwasserkraft und PV-Anlagen, bereits jahrelanges Warten auf ein neues Förder-System sowie die Aktivitäten der

ungarischen Regierung, verschiedene Branchen mit Sondersteuern zu belegen, prägen das Umfeld. Chancen könnten sich allenfalls ergeben, wenn Ungarn ernsthaft beginnen sollte, an der Erreichung der selbst festgelegten EE-Ziele zu arbeiten.

## Tarifsysteme im Überblick

Die aktuellen **Europäischen Tarif- und Förder-systeme für Strom aus Erneuerbarer Energie** bestehen aus verschiedenen Gestaltungselementen. Dazu gehören einerseits Einspeisetarifsysteme sowie andererseits Misch- oder Quotensysteme (Kombinationen aus Strom- und Grünzertifikatspreis).

Generell regeln die jeweiligen Anreizsysteme die Fördertarife je nach Ressource (Wind, Sonne und Wasser) und auch nach installierter Leistung in den jeweiligen Ländern unterschiedlich.

Über Tarifförderungen hinaus gibt es länderspezifisch auch die Möglichkeit von Investitionsförderungen/ -zuschüssen, begünstigten Darlehen, Garantien etc. Die Studie legt den Schwerpunkt auf die Tarifsysteme.

Die aktuell am häufigsten vorkommende Form der Tarifgestaltung stellen für einen vom Gesetzgeber festgelegten Zeitraum gewährte **Einspeisetarife in garantierter Höhe** dar. Erkennungsmerkmal dafür ist ein festgelegter Preis (Fixpreis = Feed-in-Tariff; kurz: **FiT**) für EE, welcher zur Gänze von lokalen Stromversorgungsunternehmen, Händlern oder nationalen Verrechnungsstellen an die EE-Produzenten bezahlt wird. Erfahrungsgemäß begünstigt diese Tarifform durch die höhere Stabilität des Tarifs die Aufnahme von Fremdkapital, da stabile Einnahmen zugrunde gelegt werden können.

Sonderform 1:

Der sogenannte Feed-in-Premium (FiP)-Fördersatz – wie z. B. in Deutschland angewandt – erlaubt auch mit fixen Tarifen zu kalkulieren. Anstelle eines FiT wird der festgelegte Preis/kWh durch eine **gleitende Prämie** ersetzt, die zusätzlich zum erzielbaren Marktpreis bezahlt wird (FiP = aktueller Marktpreis für Strom + variable Prämie). Diese Unterform eines FiT ist insgesamt fix – nur seine Bestandteile sind marktgekoppelt und somit volatil.

Sonderform 2:

Der festgelegte Preis/kWh kann durch eine **fixe Prämie** ersetzt werden, die zusätzlich zum Marktpreis oder einem sonstigen, zu bestimmenden Energiepreis bezahlt wird (Einspeisetarif = Marktpreis für Strom + fixe Prämie). Diese Unterform eines FiT ist teilweise variabel und somit mit einem höheren Risiko zu bewerten (Risiko volatiler Strommarktpreise).

Sonderform 3:

Eine weitere Alternative bei den FiT stellen **Ausschreibungs- und Auktionsverfahren** dar. Hier legen potenzielle EE-Produzenten im Zuge von Auktionsverfahren der ausschreibenden Behörde ein Angebot für einen Fixpreis und eine fixe Laufzeit vor – im Wettbewerb gegeneinander. Derartige Auktionen stellen wohl für den Staat und somit für die Konsumenten die günstigste Variante dar. Für Investoren steigt jedoch das Risiko auf Entwicklungskosten sitzen zu bleiben (Risiko der Lizenzzuteilung).

Die Tendenz in den **künftigen EU-Fördersystemen** geht eindeutig in Richtung harmonisierte, marktgekoppelte Systeme mit Auktionen und Ausschreibungen, die den Strompreis an den Börsen widerspiegeln müssen. Erklärtes Ziel ist es, den Wettbewerb anzukurbeln bzw. herzustellen. In realiter bedeutet das, dass bei

grundlegenden EEG-Novellen ab 2017 Wettbewerbselemente bereits verbindlich einzusetzen sind. Das könnte künftig unter Umständen zweifaches Marktpreisrisiko zur Folge haben – nämlich das Risiko der erfolgreichen Ausschreibungsteilnahme und je nach Preisfindungssystematik das Risiko volatiler Preise während der Betriebsführungsphase.

Das endgültige Phasing out von Fördersystemen für EE ist mit dem Jahr 2030 vorgesehen. Anmerkung der Autoren: Drei Viertel der EU-weiten Förderungen werden aktuell immer noch an Kohle- und Atomstromproduzenten ausbezahlt!

Die zweite Gestaltungsmöglichkeit bei den nationalen Tarifsystemen sind **Mischsysteme**. EE-Produzenten erhalten dabei den Strom-Marktpreis oder einen sonstigen, zu bestimmenden Energiepreis in Kombination mit dem am Markt erzielbaren Preis für Grünzertifikate/Umweltzertifikate (sogenannte green certificates = GC). Derartige Mischsysteme funktionieren i.d.R. nur in Kombination mit Quotenverpflichtungen, durch die eine Mindestabnahme an Strom aus EE vorgeschrieben wird. Mit den Quoten wird festgelegt, wie viele GC ein Stromhändler oder – in manchen Ländern – ein Großabnehmer von Strom jährlich nachweisen muss, um nicht Kompensation leisten oder Pönalen zahlen zu müssen. Hier handelt es sich um Modelle, die zwar ihre Berechtigung als marktgekoppelte Systeme vorweisen können, aber aufgrund mangelnden Erfolgs in Ländern wie Rumänien und Polen eher zu den Auslaufmodellen zählen.

Nachfolgende Tabellen geben einen Überblick über die jeweiligen **Tarifsysteme für 2016** und die Entwicklung der installierten Leistung in den ausgewählten Ländern je Technologie:



### WIND (Tarife für neue Kraftwerke mit 5 MW Leistung)

Land	Währung	Tarifart	Tarif [*] (Euro-Cent/kWh)	Laufzeit (Jahre)	install. MW 2015 [**]	install. MW NAP 2020
Österreich	EUR	FiT	9,04	13	2.412	2.578
Deutschland	EUR	FiT	8,79 vierteljähr. degressiv	20	41.652	35.750
Bulgarien	BGN	---	---	---	691	1.440
Kroatien	HRK	RC [***]	ca. 6,92	14	423	400
Polen	PLN	Mix	ca. 6,41	lizenzabh., min. 10	5.100	6.650
Rumänien	RON	Mix	ca. 7,61	15	2.976	4.000
Slowakei	EUR	FiT	6,25	15	3	350
Slowenien	EUR	FiT	10,28	max. 15	3	106
Tschechien	CZK	---	---	---	282	573
Ungarn	HUF	FiT (individuell)	ca. 11,08	variabel	329	750

### PHOTOVOLTAIK (Tarife für neue Anlagen mit 100 kW Leistung)

Land	Währung	Tarifart	Tarif [*] (Euro-Cent/kWh)	Laufzeit (Jahre)	install. MW 2015 [**]	install. MW NAP 2020
Österreich	EUR	FiT	8,24	13	1.000	322
Deutschland	EUR	FiT	10,71	20	39.950	51.753
Bulgarien	BGN	---	---	---	1.040	303
Kroatien	HRK	FiT	20,11	14	43	52
Polen	PLN	Mix	ca. 6,41	lizenzabh., min. 10	52	3
Rumänien	RON	Mix	ca. 12,02	15	1.315	260
Slowakei	EUR	FiT	---	---	540	300
Slowenien	EUR	FiT (Wahlmögl.)	9,42	max. 15	268	139
Tschechien	CZK	---	---	---	2.123	2.118
Ungarn	HUF	FiT	ca. 10,10	variabel	76	63

### KLEINWASSERKRAFT (Tarife für neue/erneuerte Kraftwerke mit <2 MW Leistung)

Land	Währung	Tarifart	Tarif [*] (Euro-Cent/kWh)	Laufzeit (Jahre)	install. MW 2015 [**]	install. MW NAP 2020
Österreich	EUR	FiT	3,17 - 10,35	13	8.528	8.998[****]
Deutschland	EUR	FiT	8,21	20	4.100	4.309
Bulgarien	BGN	---	---	---	273	322
Kroatien	HRK	FiT	12,14	14	15	100
Polen	PLN	Mix	ca. 6,41	lizenzabh., min. 10	320	380
Rumänien	RON	Mix	ca. 9,96	15	585	729
Slowakei	EUR	FiT	9,80	15	75	182
Slowenien	EUR	FiT	8,60	max. 15	160	175
Tschechien	CZK	var. Bonus	ca. 12,26	30	344	344
Ungarn	HUF	FiT	ca. 9,85	variabel	26	28

\* Bei Ländern mit Vergütungen, die in lokaler Währung bezahlt werden, erfolgte die Umrechnung zu den von der Oesterreichischen Nationalbank verlautbarten Referenzkursen der EZB für Jänner 2016.

\*\* Die Zahlen »install. MW 2015« beruhen teilweise auf Schätzungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

\*\*\* festgesetzter Referenzpreis

\*\*\*\* auch Groß-Wasser



# Marktanalyse 2016 im Detail

# Österreich



Währung:	Euro (EUR)
Fläche:	83.879 km <sup>2</sup>
Bevölkerung in Mio.:	8,52
BIP in EUR Mrd.:	327
BIP in EUR pro Kopf:	38.274
Reales BIP-Wachstum in %:	1,6
Inflationsrate (VPI) in %:	1,8
Öffentl. Schuldenstand in % BIP:	74,8
Arbeitslosenrate in %:	4,8

Quelle: Prognose 2016, IMF 10/2015

## NATIONALER AKTIONSPLAN

Der Nationale Aktionsplan (NAP), der jeweils gegenüber der Europäischen Union (EU) für verbindlich erklärt wurde, sieht für Österreich vor, den Anteil der Erneuerbaren Energie (EE) am gesamten Brutto-Endenergieverbrauch von 23,3% im Jahr 2005 auf 34 % bis 2020 anzuheben. Die Zielerreichung wird vor allem durch eine Förderung von Wind-, Wasser-, Photovoltaik (PV)- und Biomassekraftwerken angestrebt. Fixe Einspeisetarife und garantierte Abnahme von erzeugtem Grünstrom aus zugelassenen Ökostromanlagen sind die Basis der NAP-Zielerreichung. Innerstaatlich werden die NAP-Ziele durch höhere Zielvorgaben des Ökostromgesetzes 2012 (ÖSG) übertroffen. Demnach belaufen sich die Ziele für 2020 im Vergleich zum Stand im Jahr 2010 für Wind auf zusätzliche 2.000 MW und für PV auf 1.200 MWp, was ursprünglich als durchaus ambitioniert anzusehen war.

Aktuell lag der Anteil der EE am Bruttostromverbrauch bei 69% – also noch 31% entfernt vom Ziel für Österreich laut Weltklimakonferenz in Paris in 2015.

Gemäß OeMAG bzw. Energie-Control Austria hat Windkraft im Jahr 2015 um 26% mehr eingespeist als im Jahr davor. **Windenergie** erlebte nach dem Rekordjahr von 2014 im Jahr 2015 weiterhin einen kräftigen Ausbau (+ 323MW), sodass insgesamt 2.412 MW installierte Leistung am österreichischen Stromnetz angeschlossen sind. Für 2016 werden voraussichtlich 180 bis 200 MW Windkraft Verträge erhalten und somit umgesetzt werden. Insgesamt befinden sich Projekte mit mehr als 670MW aufgrund zu gering dotierter Förderlöcher und sinkender Strombörsenpreise auf der

Warteliste, um einen Tarif bzw. Einspeisevertrag von OeMAG zu erhalten. Gemäß ÖSG wurde für den Bereich Windkraft ein mengenmäßiges Ausbauziel für Österreich für den Zeitraum 2010 bis 2020 in Höhe von zusätzlichen 2.000 MW festgelegt. Dieses Ziel scheint jedenfalls erreichbar zu sein. Die EWEA rechnet für 2020 mit Installationen im Bereich von 3.400 MW und für das Jahr 2030 mit einer Bandbreite von 10.670 bis 14.190 MW.<sup>1</sup> Die IG Windkraft hält rd. 6.650 MW für realisierbar.

Die NAP-Ziele für **PV** waren mit 322 MWp für 2020 von Anfang an relativ bescheiden angesetzt. Der Bereich entwickelte sich erwartungsgemäß besser und übertraf den NAP in 2015 bereits um das Dreifache – angesichts geschätzter installierter Kapazitäten von rd. 1.000 (2014: 785) MWp<sup>2</sup>. Nur rd. 40 bis 50% von den installierten Anlagen dürften aktuell einen Fördertarif von der OeMAG (Ökostromabwicklungsstelle) erhalten, was bereits die Erreichung des NAP-Zieles bedeuten würde. Die restlichen Anlagen erhielten entweder eine KLI.EN-Investitionsförderung oder erzeugen Strom komplett ohne Förderung. Gemäß OeMAG bzw. Energie-Control Austria hat PV im Jahr 2015 um 24,5% mehr eingespeist als im Jahr 2014. Der Zubau laut PVA belief sich in 2015 auf rd. 214 MWp (2014: 150 MWp). PV konnte damit in Österreich wieder ein deutliches Signal setzen. Für 2016 wird zumindest von einem weiteren Ausbau um rd. 150 MWp ausgegangen.

Die Kapazität bei **Wasserkraft** ohne Pumpspeicher soll von 2010 auf 2020 um ca. 700 MW gesteigert werden. Dabei sollen Wasserkraftwerke bis 10 MW laut NAP-Fahrplan um rund 100 MW erhöht werden; die restlichen Steigerungen finden bei Kraftwerken (Anmerkung: ohne Pumpspeicherkraftwerke) größer 10 MW

statt. So sind laut NAP als Summe für das Jahr 2020 insgesamt 8.998 MW installierte Leistung geplant. Laut EU-27 Roadmap hinkt die Entwicklung der Kleinwasserkraft den Plänen teilweise hinterher (aggregierte Daten für 2016 sind voraussichtlich Mitte 2016 verfügbar). Gemäß OeMAG bzw. Energie-Control Austria hat Wasserkraft im Jahr 2015 um 10% weniger eingespeist als im Jahr davor. Dennoch speisen etwa 2.800 Kleinwasserkraftwerke CO<sub>2</sub>-freien Ökostrom in das öffentliche Versorgungsnetz ein und decken damit knapp unter 10% des österreichischen Strombedarfs (entspricht rd. 50% der Haushalte in Österreich). Ausbaupraktiken sind wegen der anhaltend niedrigen Strompreise, der Auflagen (EU-Wasserrechtlinie) und Bürgerinitiativen kaum nennenswert – seit 2013 sind insgesamt nur rund 50 MW an Neuinstallationen hinzugekommen. Am ehesten wird noch in Effizienzsteigerungen und in Großprojekten investiert. Insgesamt sind aber 228 Wasserkraftwerke in Österreich in Planung bzw. Umsetzung.

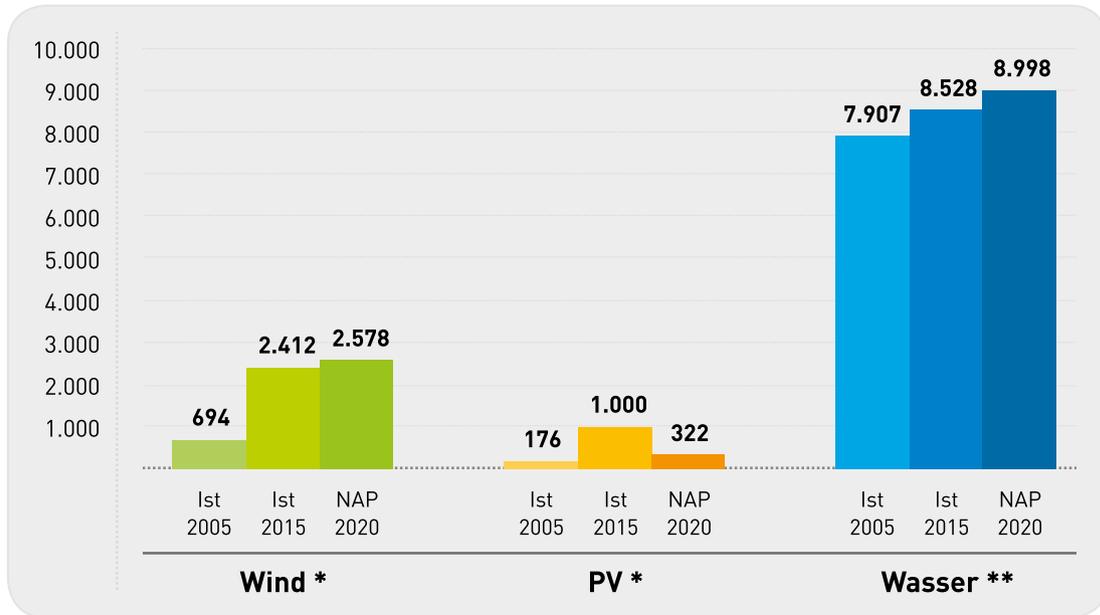
Im Jahr 2015 beträgt der **Anteil des geförderten Ökostroms in Österreich geschätzt etwa 16%**<sup>3</sup> (Anmerkung: 2011 ca. 9,9%, 2012 ca. 11%; 2013 ca. 12,5%; 2014 ca. 14,5%). Zu verdanken ist dieser Anstieg vor allem den Zuwächsen an installierter Leistung bei Windkraft, aber auch Kleinwasserkraft und PV. Das angestrebte Zwischenziel für das Jahr 2015, einen **15%-igen Anteil von gefördertem Ökostrom** an der Gesamtproduktion elektrischer Energie, wurde angesichts der umgesetzten EE-Projekte übererfüllt.

<sup>1</sup> EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, Wind Energy Scenarios for 2030, [www.ewea.org](http://www.ewea.org)

<sup>2</sup> Die Zahlen der sog. »Anerkannten Sonstigen Ökostromanlagen« im Bereich PV weichen von jenen der Energie Control Austria erheblich ab. Bereits im Jahr 2014 waren es mehr als 300 MWp, die e-control mehr auswies als PVA. Aus Gründen der Vergleichbarkeit und Kontinuität wird darauf hingewiesen, dass aktuell die Zahlen des Dachverbandes PVA in der Studie verwendet werden.

<sup>3</sup> Endgültige Zahlen liegen noch nicht vor und wurden von den Autoren aufgrund der 2014er Werte sowie des EE-Ausbaus hochgerechnet.

Für die einzelnen Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand (in MW installierter Kapazität):



\* Die Zahlen »Ist 2015« beruhen auf vorliegenden Informationen der Interessenverbände IG Wind und PVA.

\*\* Die Zahlen für Wasserkraft beziehen sich auf alle Anlagen ohne Pumpspeicherkraftwerke – also nicht nur Kleinwasserkraft. Die Ist-Zahlen für 2015 beruhen auf einer Schätzung in Anlehnung an den NAP-Fahrplan für Österreich.

## TARIFSYSTEM

Die Stromwirtschaft in Österreich befindet sich entsprechend den generellen Trends im Umbruch. Sinkende Börsenpreise führen zu geringeren Margen bei konventionellen Kraftwerksbetreibern, aber in der Folge auch zu weniger Investitionen im Bereich EE-Kraftwerke. Denn aufgrund der ÖSG-Systematik steht jährlich ein fixes Fördervolumen für neue EE-Projekte zur Verfügung. Da die fixen Fördertarife eine immer größere Differenz zu den Strompreisen aufweisen, können rein rechnerisch weniger EE-Projekte in den Genuss eines

Fördertarifes aus dem fixen Fördertopf kommen. Konsequenterweise wird die Warteliste der genehmigten Projekte ohne Fördervertrag mit der Österreichischen Abwicklungsstelle OeMAG immer länger und reicht bereits in die fiktiven Fördertöpfe des Jahres 2021. Hier tut sich ein weiteres Problem auf, weil das aktuelle ÖSG eine Drei-Jahresgrenze für die Gültigkeit von Anträgen vorsieht. Anträge älter als drei Jahre müssten zurück an den Start und nochmals den Genehmigungsprozess durchlaufen, was volkswirtschaftlich schwer nachvollziehbar ist.

Eine ÖSG-Novelle wird vehement von den Interessenvertretungen gefordert und liegt im Wirtschaftsministerium auch schon als Entwurf vor bzw. wird im Laufe des Jahres 2016 erwartet.

Dezentralisierung und Volatilität der Stromerzeugung durch ständig höheren EE-Anteil am Gesamtstrom stellen die Energieversorger und Netzbetreiber – ebenso wie der historisch niedrige Börsenpreis – vor die Notwendigkeit, die Netze weiter zu modernisieren und auszubauen. Dementsprechend ist im Jahr 2015 das **Energieinfrastrukturgesetz** (Bundesgesetz zur nationalen Umsetzung der EU-Verordnung Nr. 347/2013) als Entwurf in den österreichischen Gesetzgebungsprozess eingebracht worden. Es soll den Instanzenzug vereinfachen und dient der Schaffung einer transeuropäischen Energieinfrastruktur in der EU, um die Systemsicherheit zu erhöhen bzw. zu garantieren. Zurzeit ist aber unklar, wann dieses Gesetz beschlossen wird.

Die Förderung der EE im Jahr 2015 erfolgte in Österreich technologiespezifisch anhand des **Ökostromgesetzes 2012** (Bundesgesetzblatt I Nr.75/2011; kurz: **ÖSG 2012**). In Österreich werden ausschließlich feste Einspeisetarife und Investitionszuschüsse zur Förderung von Grünstrom eingesetzt – keine Zertifikate. Das ÖSG 2012 bietet Investoren eine solide Grundlage und ist seit 1. Juli 2012 voll in Kraft getreten.

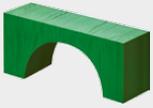
Das wichtigste Instrument zur Förderung von Strom aus EE in Österreich stellen seit 2002 feste Einspeisetarife (**FiT**-System; Feed-in-Tariff) dar. Grundsätzlich ist eine exklusive Nutzung von Einspeisetarifen oder Investitionszuschüssen vorgeschrieben, so dass Investitionszuschüsse für ausgewählte Technologien in der Regel (Anmerkung: Ausnahmen

möglich; siehe PV-Anlagen) nur alternativ anstelle von Einspeisetarifen vergeben werden. Investitionszuschüsse sind möglich bei kleinen und mittleren Wasserkraftanlagen und Anlagen zur Eigenversorgung mit Grünstrom in Inselanlagen. PV-Anlagen unter 5kWp werden nicht im Rahmen des ÖSG, sondern aus Mitteln des Klima- und Energiefonds (KLI.EN) gefördert.

**Photovoltaik-Förderungen** des KLI.EN werden im Jahr 2016 beibehalten. Investförderungen bis max. 5kWp werden seit dem 23. Februar wieder aus einem Fördertopf von EUR 8,5Mio. pauschal ausbezahlt. Die Förderhöhe beträgt EUR 375/kWp für gebäudeintegrierte, EUR 275/kWp für freistehende und Aufdachanlagen von maximal 35% der anerkehbaren Investförderungen. Erweiterungen werden nicht gefördert und die KLI.EN-Förderung ist auch mit keiner anderen Landes- oder Bundesförderung kombinierbar.

Anlagen für Land- und Forstwirtschaft zwischen 5-30 kWp – sofern Aufdach oder auf bereits versiegelten Grundstücken – werden ebenfalls gefördert. Dieser Topf ist mit weiteren EUR 6,6Mio. dotiert. Hier werden maximal 40% der anerkehbaren Investkosten gefördert und das Projekt muss bestimmte Auswahlkriterien erfüllen – unter anderem werden Projekte mit Stromspeicher bevorzugt.

Das Wirtschaftsministerium arbeitet an einer Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (kurz ElWOG), um zukünftig PV in Gebäuden mit mehreren Nutzern (gemeinschaftliche Erzeugungsanlage mit vertraglicher Aufteilung der Einspeisemengen allerdings ohne Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz) zu ermöglichen.



Das **ÖSG 2012** legt für Strom aus erneuerbaren Energiequellen je nach Technologie, Antragstellungszeitpunkt und Leistung eine Abnahmepflicht durch die Netzbetreiber fest. Die Tarifhöhe selbst wird in einer separaten Ökostromverordnung festgesetzt, die vom Wirtschaftsminister erlassen wird. Die Durchführung der Förderverträge erfolgt über die OeMAG nach dem first-come-first-serve-Prinzip. Die OeMAG ist zum Abschluss von Förderverträgen verpflichtet, solange die gesetzlich vorgesehenen jährlichen Fördermittel (»Fördertöpfe«) für neue Anlagen ausreichen. Keine Kontrahierungspflicht nach dem ÖSG besteht nur für PV-Anlagen mit weniger als 5kWp und Kleinwasserkraft mit mehr als 2MW installierter Engpassleistung.

Auch 2016 erfolgte die **Antragstellung zur Förderung** von Ökostromanlagen durch einen Tarifvertrag mit OeMAG zum dritten Mal nach 2014 am 7. Jänner 2016. Förderanträge an die OeMAG können ausschließlich elektronisch über die Homepage eingebracht werden. Der Antrag erfolgt in zwei Schritten: Zuerst löst der Antragsteller ein »Ticket«, danach wird der Förderantrag vervollständigt. Nachzulesen ist dies in den neuen Allgemeinen Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle (AB-ÖKO). Erwähnenswert für Antragsteller (für gebäudeintegrierte Anlagen) im Jahr 2016 ist jedenfalls auch der bereits in den Vorjahren gültige Ratschlag, nicht nur »Fördertarif« anzukreuzen, sondern das Feld »Fördertarif od. Netzparitätstarif« – sonst werden die Anträge bei Erschöpfung des Förderkontingents nicht im sogenannten Resttopf (Netzparitätstarif) berücksichtigt!

Im Jahr 2016 steht ein **Fördertopf** – das sogenannte jährlich zustehende Unterstützungsvolumen – für neuerrichtete RES-Anlagen in Höhe von EUR 46 Mio. zur Verfügung: EUR 11,5 Mio. für Windkraft, EUR 8 Mio. für PV, EUR 1,5

Mio. für Kleinwasserkraft und EUR 10 Mio. für Biomasse. Der Resttopf von EUR 15 Mio. ist zusätzlich für PV, Wasserkraft und Windkraft abrufbar und wird jährlich um je eine Mio. reduziert. Die Aufbringung der Fördermittel erfolgt über die Einhebung eines Ökostromzuschlags (gestaffelt nach Netzebenen) und eines Ökostromförderbeitrags von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern.

Die sogenannte **Ökostromumlage** (»Ökostromzuschlag«) – eingehoben gemeinsam mit den Netzgebühren – steigt 2016 für einen österreichischen Durchschnittshaushalt von EUR 103,00 (brutto) im Jahr 2015 auf rund EUR 115,00. Verantwortlich für den Anstieg sind der wachsende Anteil an EE im österreichischen Strommix bzw. sinkende Strompreise an den Börsen.

Der Fördertarif wird **nicht indexiert** und bleibt während der gesamten Laufzeit unverändert. Der Vertragsabschluss erfolgt zu jenem **Tarif, der zum Zeitpunkt der Antragstellung in Geltung war**. Die Dauer der Tariflaufzeit für die studienrelevanten Technologien (Windkraft, PV und Kleinwasserkraft) beträgt **13 Jahre**.

Die **Einspeisetarife für das Jahr 2016** wurden in der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2015 vom 23. Dezember 2015 und teilweise (nämlich für Wind- und Kleinwasserkraft) für zwei Jahre festgelegt – für 2016 und 2017 – und für PV für das Jahr 2016. Für im Jahr 2016 bei der OeMAG beantragte EE-Projekte gelten folgende Tarife, sofern sie einen Anerkennungsbescheid vom jeweiligen Landeshauptmann vorweisen können, die Fördertöpfe noch nicht ausgeschöpft sind und binnen 36 Monaten nach Vertragsabschluss die Inbetriebnahme abgeschlossen ist:



Im Bereich **Windkraftanlagen** wurde der neue Tarif für 2016 mit 9,04 Euro-Cent/kWh größenunabhängig verordnet.



Im Bereich **Photovoltaik** wurde die Förderhöchstgrenze von 200 kWp pro Anlage beibehalten. Bei PV-Anlagen größer 5 kWp und kleiner 200 kWp ergibt sich für Projekte, die im Jahr 2016 einen Antrag bei der OeMAG stellen und einen Vertrag abschließen können, ein Tarif von 8,24 (2015: 11,50) Euro-Cent/kWh für gebäudeintegrierte und für fassadenintegrierte PV-Anlagen. Weiters ist ein Investitionszuschuss von 40% und maximal EUR 375/kWp (alt: 30%; maximal EUR 200/kWp) möglich. Der Tarif für gebäudeintegrierte Anlagen sank somit um stattliche 28,3% im Vergleich zum Vorjahr. Für PV-Anlagen auf Freiflächen gibt es seit dem Jahr 2015 keinen Fördertarif mehr.

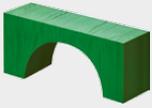


Laut ÖSG 2012 haben Betreiber von mittleren und kleinen **Wasserkraftanlagen** eine Wahlmöglichkeit. Ihnen stehen nach Maßgabe vorhandener Mittel Investitionszuschüsse (max. 30% der Investitionskosten; § 29) zu. Alternativ können für neue oder revitalisierte Kleinwasserkraftanlagen bis 2 MW Engpassleistung Einspeisetarife beantragt werden, die gestaffelt sind (Zonentarifmodell). Die Tarife für im Jahr 2016 bei der OeMAG beantragte Projekte betragen je nach Art des Projektes und produzierter Mengen unverändert zwischen 3,17 und 10,35 Euro-Cent/kWh. Neu und nur für 2016 vorgesehen ist ein Fördertarif für Strombojen zwischen 12,32 und 13,32 Euro-Cent/kWh.

Laut **Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012** der E-Control sind von Stromproduzenten, die in das Stromnetz einspeisen, für Netzverluste und Systemdienstleistungen Entgelte an die Netzbetreiber zu bezahlen.

Diese Verordnung führt zu erhöhten Kosten, wodurch die Gewinne deutlich reduziert werden können. Ebenso sind Kosten für Ausgleichsenergie ein erheblicher Kostenfaktor.





Für 2016 gelten laut Tarifverordnung 2015 folgende Tarife für Grünstrom:

<b>Ressource:</b>	<b>Tarif 2016</b> (Euro-Cent/kWh)
<b>WIND</b>	
generell (größenunabhängig)	<b>9,04</b>
<b>PHOTOVOLTAIK</b>	
< 5 kWp gebäudeintegriert und zw. 5 und max. 200 kWp	<b>8,24</b>
<b>WASSER</b>	
<b>&lt; 2 MW</b>	
<b>a) Neu/revitalisiert (mind. 50% Leistungsplus)</b>	
für die ersten 500.000 kWh	<b>10,35</b>
für die nächsten 500.000 kWh	<b>7,43</b>
für die nächsten 1.500.000 kWh	<b>6,49</b>
für die nächsten 2.500.000 kWh	<b>5,42</b>
für die nächsten 2.500.000 kWh	<b>5,12</b>
über 7.500.000 kWh	<b>4,87</b>
<b>b) Neu/revitalisiert (mind. 15% Leistungsplus)</b>	
für die ersten 500.000 kWh	<b>8,10</b>
für die nächsten 500.000 kWh	<b>5,91</b>
für die nächsten 1.500.000 kWh	<b>5,12</b>
für die nächsten 2.500.000 kWh	<b>3,73</b>
für die nächsten 2.500.000 kWh	<b>3,45</b>
über 7.500.000 kWh	<b>3,17</b>

## EINSCHÄTZUNG

Das aktuelle Ökostromgesetz sieht ursprünglich ambitionierte Ausbauziele für Wind und Kleinwasserkraft bis 2020 vor – während der Ausbau der PV nur geringfügig unterstützt wird. Geeignete **Flächen für Projektentwicklungen** im Bereich Wind und Wasser sind jedoch eingeschränkt verfügbar; PV-Anlagen mit Fördermöglichkeit hingegen sind bei ihrer

Standortwahl weniger eingeeengt und erreichen mittlerweile auch Netzparität. Zu berücksichtigen ist in Österreich, dass in jedem Bundesland unterschiedliche Regelungen hinsichtlich Netzanschluss, Kostentragung etc. anzuwenden sind.

Die **Pariser Weltklimakonferenz** wird ihren Weg in die nationale Gesetzgebung finden und sollte den EE grundsätzlich einen neuen Schub versetzen. Ausbaupotenzial bei Wind von 8,5% auf 15% Anteil am Strommix wird von der Interessenvertretung IG Windkraft gesehen. Das bedeutet aber eine Verdreifachung der Installationsrate, um 100% EE bis 2030 zu erreichen. Ähnliches gilt für PV. Angesichts dieser Zahlen muss die Politik noch an Geschwindigkeit zulegen, um die Rahmenbedingungen zu schaffen.

Die lange **Warteliste** (teilweise bis 2021) der Anträge auf Abschluss eines Einspeisevertrages von rd. 670 MW und der maximalen Gültigkeit von 3 Jahren lösen bei den Windkraftbetreibern Rechtsunsicherheit aus. Politik und Verwaltung müssen hier rasch und volkswirtschaftlich sinnvoll agieren, damit Investoren wegen mangelnder Zuteilung von Tarifen nicht wieder an den Start müssen (Dreijahresfrist; Verfall des Antrages). Urgiert wird ein Wartetastenabbau, wie bereits in der Vergangenheit praktiziert.

Eine **ÖSG-Novelle** wird für 2016 erwartet. Änderungen, wie eine Umstellung von Tarif- auf Investförderung bei Photovoltaik, werden diskutiert und könnten den PV-Ausbau vorantreiben. Wesentliche Änderungen – also Änderungen, die über allgemeine, administrative Aufgaben hinaus gehen – würden höchstwahrscheinlich eine Umstellung auf ein Ausschreibungssystem bedeuten, was in Österreich eher noch negiert wird, aber sukzessive in die nationalen Gesetzgebungen ab 2017 umzusetzen ist.

### EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Das FiT-System gilt nach wie vor als attraktiv (Anmerkung: hohe Investitions- bzw. Planungssicherheit), was sich auch anhand der Warteliste bei der OeMAG zeigt. Der Windausbau konzentriert sich aber im Wesentlichen weiterhin auf Niederösterreich und Burgenland, die anderen Bundesländer stehen dem Ausbau bisweilen negativ gegenüber. Zu beobachten gilt es jene Windparks, die aus den alten Förderregimen nach nunmehr 13 Jahren herausfallen – hier könnte Repowering bei geeigneten Rahmenbedingungen zu massiven Neuinvestitionen führen. Die Abhängigkeit von Fördertarifen gilt es – angesichts extrem niedriger Stromgroßhandelspreise – kritisch in die Analysen miteinzubeziehen.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen werden auch im Jahr 2016 zu einer Fortsetzung des Ausbaus von Wasserkraft und Photovoltaik in Österreich führen. Das Marktumfeld bleibt bei Projektentwicklern und Banken kompetitiv.

### EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

In Österreich ist zu beachten, dass das Elektrizitätsaufsichtsrecht auf Bund und Länder aufgesplittet ist. Dies führt dazu, dass in Österreich neun verschiedene, miteinander sehr unterschiedliche Rechtsordnungen anzuwenden sind. Im Bereich der Flächenwidmung ist festzustellen, dass in einigen Bundesländern durch überschießende Widmungsbeschränkungen eine starke Einschränkung der Bebaubarkeit gegeben ist. Zurzeit ist daher die Neuplanung von Windparks zurückgegangen und es werden eher nur noch Projekte fertiggestellt, die schon länger vorbereitet worden sind. Besonders unerfreulich ist auch, dass die Förderung von Photovoltaik weitgehend eingestellt wurde.

# Deutschland



Währung:	Euro (EUR)
Fläche:	357.108 km <sup>2</sup>
Bevölkerung in Mio.:	81,92
BIP in EUR Mrd.:	3.106
BIP in EUR pro Kopf:	37.919
Reales BIP-Wachstum in %:	1,6
Inflationsrate (VPI) in %:	1,2
Öffentl. Schuldenstand in % BIP:	68,2
Arbeitslosenrate in %:	4,7

Quelle: Prognose 2016, IMF 10/2015

## NATIONALER AKTIONSPLAN

Der Nationale Aktionsplan (NAP) sieht bis 2020 einen Anteil Erneuerbarer Energie (EE) am Gesamtbruttoenergieverbrauch von 19,2% (Anmerkung: mit der EU akkordiert sind 18%) vor. Unabhängig davon haben alle 16 Bundesländer eigene, zusätzliche Energie- und Klimastrategien verabschiedet, die über die NAP-Ziele hinausgehen und an die sie sich intern gebunden fühlen. Die Bundesregierung in Deutschland hat im Rahmen der ausgerufenen »**Ener-giewende**« Ziele und Maßnahmen definiert, die sich positiv auf den Ausbau von EE auswirken, z. B. durch Netzausbau (Nord-Süd-Verbindung, Anbindung der Offshore-Windparks), Ausstieg aus Kernenergie etc.

Der **deutsche Strommix in 2015** bedeutete ein **Rekordjahr für EE** – mit rd. 30% (2014: 26%) Anteil an der Bruttostromerzeugung. Der Windanteil betrug 13,3%-Punkte (12%-Punkte Onshore; 1,3%-Punkte Offshore), der Anteil von Photovoltaik (PV) stieg auf 5,9%-Punkte und der von Wasserkraft sank auf 3%-Punkte. Im Vergleich dazu war Braunkohle nach wie vor der größte einzelne Energieträger mit rd. 24% Anteil am Gesamtstromverbrauch und Kernenergie sank um 5,8%-Punkte auf 14,1% – nicht zuletzt auch wegen des teilweise bereits umgesetzten Atomausstiegs Deutschlands.

Der Ausbau der installierten Kapazität bei **Windkraft** bis 2020 auf 45.750 MW soll mit rd. 35.750 MW **Onshore** und 10.000 MW Offshore erfolgen. Laut NAP-Fahrplan waren für Ende 2015 rund 33.647 MW Onshore und 3.000 MW Offshore vorgesehen. Aktuell wurden in Deutschland im Jahr 2015 Onshore 3.535 MW (2014: 4.750 MW; also 21% unter dem Vorjahresniveau) an Windkraftanlagen neu installiert

oder repowered, womit die Gesamtkapazität in Deutschland alleine im Bereich Onshore auf 41.652 MW angestiegen ist, und die NAP-Ziele für Wind für 2020 deutlich übererfüllt sind. Schätzungen von EWEA gehen für Deutschland im Jahr 2020 von durchschnittlich 51.500 MW aus (davon 6.500 Offshore). Anmerkung: Die Auswirkungen dieses Ausbaubooms spüren die Projekteigentümer in der Regel sofort, denn werden mehr als 2.500 MW (»Wind-Onshore-Deckel für jährlichen Zubau«) neu installiert, bedeutet das für alle Windkraftanlagen jenseits dieser Grenze automatisch weniger Geld.

**Offshore** wurden 2015 rund 2.282 MW (2014: 530 MW) ans Netz angeschlossen, so dass mittlerweile rund 3.295 MW an Offshore-Windkraftanlagen ins Netz einspeisen. Also hat Deutschland auch Offshore massiv aufgeholt, und seinen NAP-Zielepfad (3.300 MW) deutlich überschritten (Details siehe Fokusthema Offshore, Seite 75).

Die Kapazität bei **PV** soll von Ende 2015 ca. 39.950 MWp (davon 38.699 MWp nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderte PV-Anlagen) bis 2020 auf 51.753 MWp gesteigert werden. Deutschland hat jedenfalls die indikativen Zielpfade für 2015 gemäß NAP übertroffen (34.279 MWp). Und das trotz des geringen Zuwachses – bereits das zweite Jahr in Folge. Im Jahr 2015 lag der Zubau mit rd. 1.456 MWp (2014: rd. 1.900 MWp) deutlich unter dem Zielkorridor von 2.400 bis 2.600 MWp p.a. Dies dürfte sich auch 2016 fortsetzen, werden doch rd. 130 MWp in den ersten beiden Monaten gemeldet – Tendenz sinkend.

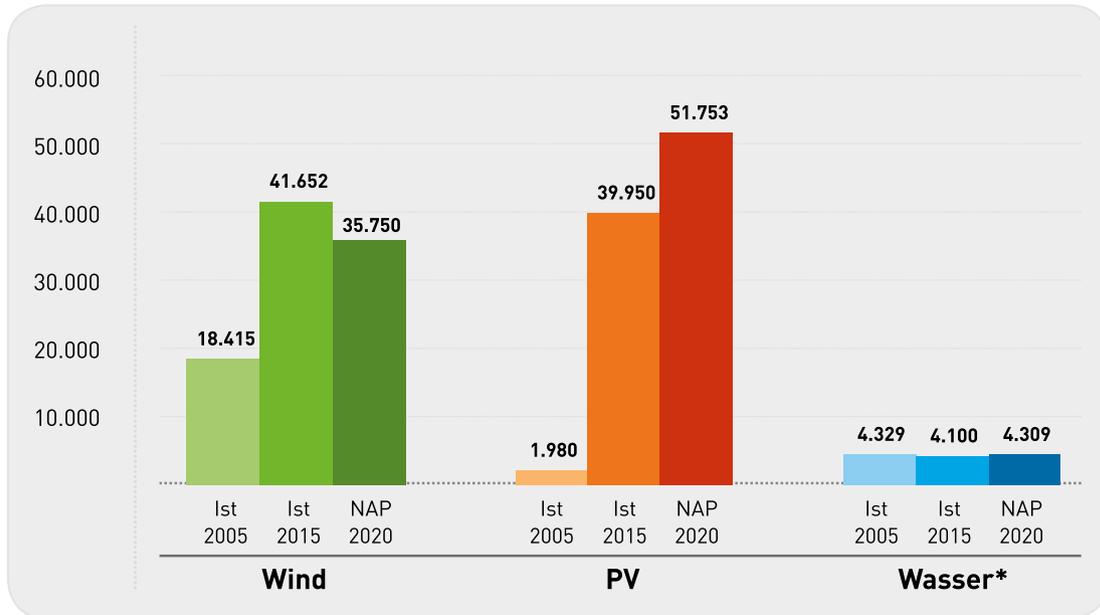
Demgegenüber spielt **Wasserkraft** (Anmerkung: die Betrachtung beinhaltet nur Laufwasserkraftwerke, keine Pumpspeicher oder

sonstige Speicherwasseranlagen) weiterhin eine untergeordnete Rolle; 2020 sollen lediglich 4.309 MW am Netz sein, rund 209 MW mehr als im Jahr 2015 (4.100; 2014: 3.980 MW). Von den insgesamt 4.100 MW Wasserkraftanlagen in Deutschland erhalten Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 1.557 MW eine Vergütung nach dem EEG. Kleinwasserkraft<sup>1</sup> in Deutschland geht nicht mit dem EE-Trend einher und weist nur zögerliche Wachstumswahlen auf bzw. war in Vorjahren sogar rückläufig. Grund hierfür sind trotz besserer wirtschaftlicher Voraussetzungen seit dem EEG 2012 vor allem strengere und somit teurere Umweltauflagen seit einer Neuregelung im Jahr 2010, so dass es in den Jahren zuvor kaum zu Neubauten, sondern eher zu Revitalisierungen, Repowering bzw. sogar zu Stilllegungen kam.



<sup>1</sup> Die Einteilung von kleiner, mittlerer und großer Wasserkraft unterscheidet sich weltweit. Der Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke (BDW) e.V. zieht die Grenze bei einer installierten Leistung von 5 MW. In Deutschland sind demnach 280 der 7.200 kleine und mittlere Wasserkraftwerke: Nur 21 Anlagen haben eine Leistung größer 5 MW, wobei das größte Kraftwerk in Baden-Württemberg mit einer installierten Leistung von rund 100 MW steht. 6.900 der rd. 7.200 Wasserkraftwerke in Deutschland weisen demnach einen Leistungsbereich kleiner 1 MW auf.

Für die einzelnen Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand (in MW installierter Kapazität):



\* Anmerkung: Zur Drucklegung lagen für Kleinwasser in Deutschland nur Zahlen des Bundesverbandes der Wasserwirtschaft vor, so dass es sich bei den Zahlen »Ist 2015« um hochgerechnete Schätzungen handelt – unter Berücksichtigung der Jahrestrends und Vorjahresvergleichswerte. Abweichungen bis zu 1 % können auftreten. Die Wind-Zahlen beruhen auf Angaben des Windenergieverbandes und bilden nur den Onshore-Bereich ab, die PV-Zahlen beruhen auf einer Schätzung des Fraunhofer Institutes.

## TARIFSYSTEM

Seit Mitte der 1990er Jahre fördert die Bundesregierung die Stromerzeugung aus EE auf der Grundlage des EEG, das im Strombereich gemeinsam mit dem Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie den Emissionshandel die entscheidende Grundlage für die weitere Entwicklung der EE bildet. Das EEG wurde zuletzt in den Jahren 2012 (durch die sogenannte PV-Novelle) und 2014 (»Inkrafttreten des reformierten EEG«) ergänzt. Die angekündigte EEG-Novelle wird mit Ende 2016 erwartet. Das zuständige Bundeswirtschaftsministerium legte im Februar 2016 ein neues Eckpunktepapier

für die **geplante Novellierung des EEG in 2016** vor. Bei PV-Ausschreibungen bleibe mit der Leistungsgrenze bei 10 MWp fast alles beim »Alten«. Lediglich geringfügige Adaptierungen werden diskutiert – z.B. eine Anhebung auf 500 MWp-Ausschreibungsvolumen, Einbeziehung von Dachanlagen neben den Freiflächen, leichte Erhöhung der Erstsicherheit etc. Das Ausschreibungsverfahren für Windkraftanlagen wurde im Entwurf ebenfalls präzisiert – den Vorschlägen im Eckpunktepapier (z. B. Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften) wird aber wenig Realisierungschance gegeben.

Die Tariffindung basiert – abgesehen von den Pilot-PV-Ausschreibungen – vorwiegend auf

**fixen Einspeisepreisen** (FiT; Feed-in-Tariff) innerhalb des von der Politik gewünschten Zielkorridors (sog. »Atmender Deckel«) für PV- und auch für Windkraftanlagen. Der Deckel beeinflusst – je nach Zubaurate – alle drei Monate den geltenden **monatlichen Degressionsfaktor** von 1%. Die Degression hängt ab von den Zubau-Raten neuer Anlagen und der damit verbundenen Über- oder Unterschreitung des Zubau-Korridors von 2.400 bis 2.600 MW/Jahr. Durch diese Regelung kann der Degressionsfaktor jedes Quartal zwischen 2,8% bei starker Überschreitung des Korridors und -1,5% (bei starker Unterschreitung) fluktuieren. Die sogenannten Ausbaukorridore sollen sicherstellen, dass sowohl Onshore-Windenergie als auch Solarenergie einen jährlichen Zubau von bis zu 2.500 MW erzielen. Darüber hinaus kommt es für die Projektanten automatisch zu geringeren Vergütungssätzen. Nach Erreichen des Gesamtausbauziels (z. B. 52 GW bei PV) wird die Tarifförderung gänzlich entfallen.

Aktuell bedeutet das für PV-Anlagen: Nachdem der Ausbau im jeweiligen zwölf-monatigen Vergleich in 2015 im 4. Quartal erneut unter dem Korridor geblieben ist, wurde **seit 1. September 2015 der FiT für PV-Neuanlagen nicht abgesenkt**, sprich keine Degression angewendet. Die Vergütungssätze für PV bleiben gemäß den Berechnungen der dafür zuständigen Bundesnetzagentur im Jahr 2016 vorerst bis Juni unverändert. Würde der kumulierte zwölf-monatige Zubau um mehr als 1.400 MWp unter dem Korridor liegen, würde der FiT erstmals sogar steigen.

Je nach Jahr der Inbetriebnahme einer Anlage ergeben sich Einspeisepreise, die dann jedoch über einen **Zeitraum von 20 Kalenderjahren** zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme gelten und keiner Indexierung unterliegen.

**NEU:** Die Verringerung der Förderung bei **negativen Börsenpreisen** besagt, dass für Neuanlagen ab 500 kWp, die ab dem 1. Jänner 2016 ins Netz gehen, der Förderanspruch für den Zeitraum entfällt, in dem an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden ohne Unterbrechung negative Börsenstrompreise auftreten.

Seit der **EEG-Novelle mit 1. August 2014** gilt einerseits die verpflichtende Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Anmerkung: ab 1. Jänner 2016 Direktvermarktungspflicht ab 100 kWp) und andererseits spätestens 2017 die Höhe der Vergütungssätze/Förderung für EE via Ausschreibungen zu ermitteln.

Bei den ersten drei PV-Ausschreibungen wurden durch die Bundesnetzagentur bereits im Jahr 2015 rund 500 MW in **Pilotausschreibungen** abgewickelt, die vierte und erste PV-Ausschreibung in 2016 erfolgt im ersten Quartal 2016. Seit dem 1. September 2015 ist eine finanzielle Förderung für neue Freiflächenanlagen nur mehr über Ausschreibungen erzielbar – sofern ein beschlossener Bebauungsplan vorliegt und über die gesamte Förderdauer der erzeugte Strom eingespeist und nicht selbst verbraucht wird. Dafür erhält der erfolgreiche Bieter die Möglichkeit, eine beliebige PV-Freifläche mit der Förderung zu errichten – wählt der Bieter einen anderen als den eingereichten Standort, bewirkt das eine Verminderung der Förderhöhe um 0,3 Euro-Cent/kWh. Mit Antrag zur Förderung erfolgt auch gleichzeitig die Anmeldung im Anlagenregister der Bundesnetzagentur und die Entrichtung einer Erstsicherheit (EUR 4/ gebotenem kWp). Zehn Werktagen nach Zuschlag muss eine Zweitsicherheit (EUR 50/ gebotenem kWp) entrichtet werden, um nicht die Förderung zu verlieren.



Alle bisherigen Ausschreibungen waren mehrfach überzeichnet. Die meisten der eingereichten Projekte verfügten über eine Größe von 2 bis 10 MWp und die kleinste bezuschlagte Anlage hatte 499 kWp. Die durchschnittliche Förderhöhe sank mit jeder Ausschreibung und lag im Dezember 2015 bei 8 Euro-Cent/kWh. Die vierte Ausschreibungsrunde – und somit die erste in 2016 – erfolgte im Februar und ermöglichte erstmals Projekte auf Ackerflächen abzugeben. Das von der Bundesnetzagentur vorgegebene Ausschreibungsvolumen lag bei 125 MWp.

Seit Inkrafttreten der EEG-Novelle 2014 ist auch die **Fernsteuerbarkeit** für alle EEG-Anlagen obligatorisch, um die Marktprämie erhalten zu können. Mit dem Ziel, dass der Direktvermarkter jederzeit die Ist-Einspeisung ablesen und (gegebenenfalls) die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann. Fernsteuerbarkeit muss innerhalb eines Monats nach Inbetriebnahme erfüllt werden. Das gilt seit 1. April 2015 auch für Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden (sogenannte Bestandsanlagen).

Laut EEG 2014 Art. 1 § 5 wird unter **Direktvermarktung** »die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien (...) an Dritte, es sei denn, der Strom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet« verstanden. Der Betreiber einer EEG-Neuanlage > 100 kWp ist ab 1. Jänner 2016 (alt: 500 kW) verpflichtet, den Strom selbst oder über ein Direktvermarktungsunternehmen zu vermarkten. Durch die Einführung der Direktvermarktung werden für PV-Neuanlagen bis 100 kWp zukünftig 100% der erzeugten Strommenge vergütet. Betreiber einer neuen 10 bis 1.000 kWp PV-Anlage erhalten einen Aufschlag von 0,40 Euro-Cent/kWh auf die Marktprämie (siehe unten). Dieser zusätzliche Erlös soll den Mehraufwand der Direktvermarktung kompensieren.

Das EEG unterscheidet zwischen Direktvermarktung ohne Inanspruchnahme einer finanziellen Förderung (»sonstige Direktvermarktung«) bzw. Direktvermarktung zum Zwecke der Inanspruchnahme einer **Marktprämie** (»geförderte Direktvermarktung«). Diese Marktprämie setzt sich aus dem jeweiligen gesetzlich vorgeschriebenen Fördersatz der Anlage abzüglich des Durchschnittspreises (Marktwert) an der Strombörse für den jeweiligen Monat zusammen.

#### **Marktprämie = EEG-Vergütung – Referenzmarktwert**

Wobei: Referenzmarktwert = Marktwert – Kompensation in Höhe von 0,40 Euro-Cent/kWh<sup>2</sup>

Die genaue **Förderhöhe** zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme hängt auch weiterhin von dem in den jeweiligen Vormonaten realisierten Zubau ab (sogenannter »Atmender Deckel«). Bei Unter- bzw. Überschreiten des Zielkorridors für die Degression von 2.400 bis 2.600 MW pro Jahr wird die Basisdegression automatisch angepasst. Die Basisdegression beträgt bei PV 0,5%.

Der **Eigenverbrauch** von Neuanlagen mit mindestens 10 kWp wird ja seit 2015 mit einer EEG-Umlage belastet, nachdem davor eine Befreiung gegolten hatte. Diese EEG-Umlage ist vermindert (40%) und wird sukzessive angehoben von 30% im Jahr 2015 auf 35% im Jahr 2016 und die vollen 40% in 2017. Für Bestandsanlagen bleibt die sog. Eigenversorgung (d.h. der erzeugte Strom wird vom Anlagenbetreiber vor Ort selbst verbraucht) von der EEG-Umlage (derzeit 6,354 Euro-Cent/kWh<sup>3</sup>) befreit.

Ebenso wie in der PV-Branche existiert auch für **Windenergie** ein »Atmender Deckel«. Das bedeutet, dass sich die Vergütung in Abhängigkeit von der Zubauleistung entwickelt. Ist der Zubau hoch, sinkt die Vergütung.

2 Anmerkung: Im Rahmen der EEG-Novelle 2014 wurde die Zahlung einer Managementprämie aufgehoben und durch eine Kompensationszahlung in Höhe von 0,40 Euro-Cent/kWh ersetzt. Neben der Managementprämie entfällt seit der 2014er Novelle sowohl der Repowering-Bonus in der Höhe von 0,50 Euro-Cent/kWh als auch der Systemdienstleistungsbonus im Wert von 0,48 Euro-Cent/kWh.

3 Die EEG-Umlage wird aus dem EEG-Konto gespeist, wo private und gewerbliche Verbraucher einzahlen. Der Anstieg um 3% in 2016 ist vor allem auf zwei Kostentreiber – nämlich vermehrte Netzanschlüsse Offshore und geringere Börsestrompreise – zurückzuführen. Anmerkung: In Deutschland ist der Strompreis inkl. Steuern und Gebühren für private Haushalte am zweithöchsten in Europa; nur Dänemark war in der Vergangenheit teurer.

Auch hier gilt das automatische Anpassen der Basisdegression bei Unter- bzw. Überschreiten des jährlichen Zielkorridors von ebenfalls 2.400 bis 2.600 MW.

Umfangreiche Förderbestimmungen für die Windenergie zieht der § 49 des EEG mit sich. Onshore-Windenergieanlagenbetreiber erhalten eine erhöhte Anfangsvergütung für die ersten fünf Jahre. Die Fünfjahresfrist verlängert sich um einen Monat pro 0,36% des Referenzertrags, sofern die Anlage weniger als 130% des Ertrages von Referenzanlagen erbringt. Zusätzlich verlängert sich die Frist um einen Monat pro 0,48% des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 100% des Referenzertrags unterschreitet. Anschließend erhält das Projekt die Grundvergütung.<sup>4</sup>

Die **Wasserkraft** spielt in der EEG-Novelle nur eine untergeordnete Rolle und unterliegt künftig keinen weiteren spezifischen Bestimmungen. Im Gegensatz zur PV und Windenergie ist für die Wasserenergie auch kein Zielkorridor vorgegeben.



Der FiT für **Onshore-Windkraftwerke** im Jahr 2016 in Deutschland besteht in den ersten fünf Jahren ab Inbetriebnahme aus der erhöhten Anfangsvergütung von 8,79 Euro-Cent/kWh ab 1. Jänner 2016 samt Verlängerungsmöglichkeit je nach Referenzertrag. Mit anderen Worten, die Fünfjahresfrist verlängert sich, sofern die Anlage weniger als 130% des Ertrages von Referenzanlagen erbringt (und zwar um einen Monat je 0,36% des Referenzertrags), so dass die Anfangsvergütung in der Praxis häufig über 15 Jahre gilt. Anschließend kommt die Grundvergütung von 4,89 (alt 4,95) Euro-Cent/kWh zur Anwendung. Tarife und Boni für neue Anlagen wurden seit 2013 jedes Jahr um 1,5% abgesenkt. Ab 2016 gilt die **Degression vierteljährlich** – jeweils zum

1. Jänner / April / Juli / Oktober und erfolgt abhängig von einem bestimmten 12-monatigen Beobachtungszeitraum. Für Onshore-Neuanlagen ergibt sich konkret in den ersten drei Quartalen eine Absenkung von jeweils 1,2% und im vierten Quartal von 0,4%, da der Zubau im relevanten Beobachtungszeitraum (Anmerkung: endet in der Regel fünf Monate vor dem Stichtag; bspw. für 1. Jänner 2016 war der Zeitraum 1. August 2014 bis 31. Juli 2015 relevant etc.) bei 3.666 MW/3.712 MW/ 3.563 MW und 2.500 MW exp. lag.

Auch die Grundvergütung sinkt mit 1. April auf 4,83 Euro-Cent/kWh und 4,77 Euro-Cent/kWh ab 1. Juli 2016.



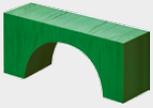
Der FiT für **PV-Anlagen** liegt – nachdem keine Degression bis Juni 2016 anzuwenden ist – auf dem Septemberwert aus 2015. Für Aufdach-Anlagen erhält ein EE-Produzent kapazitätsabhängig (bis max. 10 MWp) zwischen 8,53 Euro-Cent/kWh (alt: 8,64) und 12,31 Euro-Cent/kWh (alt: 12,46). In den Folgemonaten unterliegt der Tarif aber der dargestellten Degression. Seit 1. September 2015 sind finanzielle Förderungen für Freiland-Anlagen bis 10 MWp nur mehr bei erfolgreicher Teilnahme an Ausschreibungen möglich (§ 55 EEG und Freiflächenausschreibungsverordnung).



Der FiT für **Wasserkraftwerke** beträgt ab Jänner 2016 abhängig von der Bemessungsleistung 3,48 Euro-Cent/kWh bis 12,46 Euro-Cent/kWh. Tarife für neue Anlagen werden mittlerweile monatlich um 1,0% abgesenkt.

Die anzulegenden Werte laut EEG 2014 verringern sich gemäß § 27 EEG ab dem Jahr 2016 jährlich zum 1. Januar für Strom aus Wasserkraft nach § 40 EEG um 0,5%.

<sup>4</sup> Offshore-Windkraftanlagenbetreiber können weiterhin zwischen zwei Fördermodellen wählen. Laut dem Basismodell erhält der Betreiber eine Anfangsvergütung in der Höhe von 15,40 Euro-Cent/kWh für einen Zeitraum von zwölf Jahren. Danach sinkt die Förderung auf 3,90 Euro-Cent/kWh. Beim Stauchungsmodell hingegen beträgt die Anfangsförderung 19,40 Euro-Cent/kWh für eine Dauer von acht Jahren.



Für 2016 ergibt sich somit für Deutschland gem. EEG folgende Tarifsituation für Grünstrom:

<b>Ressource:</b>	<b>Tarif 2016</b> (Euro-Cent/kWh)
<b>WIND</b>	
Onshore (Anfangsvergütung ab 1. Jänner)	<b>8,79</b>
Onshore (Anfangsvergütung ab 1. April)	<b>8,69</b>
Onshore (Anfangsvergütung ab 1. Juli)	<b>8,58</b>
Onshore (Anfangsvergütung ab 1. Oktober)	<b>8,55</b>
anschließende Grundvergütung	<b>4,89 / 4,83 / 4,77 / k.A.</b>
Offshore (Anfangsvergütung-Basismodell optional; 12 Jahre)	<b>15,40</b>
Offshore (Anfangsvergütung-Stauchungsmodell; 8 Jahre)	<b>15,40</b>
anschließende Grundvergütung (pauschal)	<b>3,90</b>
<b>PHOTOVOLTAIK</b>	
Außen/Aufdach-Anlagen bis zu 10 kWp	<b>12,31</b>
Außen/Aufdach-Anlagen bis zu 40 kWp	<b>11,97</b>
Außen/Aufdach-Anlagen bis zu 1 MWp	<b>10,71</b>
Außen/Aufdach-Anlagen bis zu 10 MWp	<b>8,53</b>
Freilandanlagen bis zu 10 MWp	<b>pay as bid</b>
<b>WASSER *</b>	
bis zu 500 kW	<b>12,46</b>
über 500 kW bis zu 2 MW	<b>8,21</b>
über 2 MW bis zu 5 MW	<b>6,28</b>
über 5 MW bis zu 10 MW	<b>5,51</b>
über 10 MW bis zu 20 MW	<b>5,31</b>
über 20 MW bis zu 50 MW	<b>4,26</b>
über 50 MW	<b>3,48</b>

\* ergibt sich rechnerisch aufgrund der gesetzlich vorgesehenen Degression im Ausmaß von 0,5% (Wasser) p. a. ab 1. Jänner 2016.

## EINSCHÄTZUNG

Seit der massiven Reform in 2014 (Direktvermarktungspflicht, Deckelung der Zubaumenge sowie die vierteljährliche Absenkung der Vergütung) – hin zu einem Auktionsmarkt – kommt es in Deutschland zu einem sehr kompetitiven Energiemarkt. Deutschland bleibt dennoch auf Kurs und erlebt eine Fortsetzung der Energiewende. Die vom Windkraftsektor befürchtete Stagnation ist bis dato ausgeblieben, aber Onshore teilweise spürbar und wird durch das 2017 bevorstehende Ausschreibungsmodell wahrscheinlich zunehmen. Tatsächlich ist aber ein Rückgang bei den Zubauzahlen in 2015 und voraussichtlich 2016 im Bereich der Photovoltaik bzw. im Wasserkraftbereich zu beobachten.

Dennoch verfügt Deutschland nach wie vor über einen sehr investorenfreundlichen Markt im Bereich Wind und PV in Europa – mit einer relativ hohen Rechtssicherheit, dem Instrument des bevorrechteten Netzanschlusses und generell einem mehr als ausgeglichenen Staatshaushalt im Jahr 2016. Auch im Offshore-Bereich scheinen die Diskussionen zwischen Netzbetreibern und Entwicklern fruchtbar zu verlaufen, wenn auch noch ein wenig schleppend, und die beabsichtigten, weiteren mehr als 4.200 MW bis 2020 durchaus realisierbar.

Dem geplanten weiteren Ausbau von EE stehen stärker werdende Proteste der Bevölkerung, der Oppositionspolitiker und bestimmter Lobbys gegen die Kosten der Energiewende entgegen. Aufgrund des Festhaltens am Atomausstieg bis 2022 führt aber kein Weg an einem weiteren Ausbau von EE vorbei. Kohlekraftwerke erleben ein Revival, was der ansonsten grünen Weste Deutschlands zusetzt. Für Solarparks waren die drei Pilotausschreibungen über 500 MW im Jahr 2015 ein wichtiger Prüfstein, der aber insgesamt für Freiflächenanlagen positiv verlaufen ist.

Kritisch gesehen wird von den EE-Interessenvertretungen allerdings der Entwurf des EEG 2016,

der vor allem auch die Windausschreibungen regeln soll. Hier wird ab 2017 eine Begrenzung des Windausbaus Onshore befürchtet – aufgrund des Verzichts der Mindestausschreibungsmengen und der geplanten Verrechnung des Zubaus mit anderen EE-Technologien. Das endgültige Gesetz gilt es abzuwarten.

### EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Die intensiven Debatten über die Kosten des Fördertarifsystems und die rückläufigen Wachstumsraten zeigen, dass sich die Erneuerbare Energie-Branche aktuell nicht leicht tut. Dennoch wurde der Ausbau der Erneuerbaren Energie im Jahr 2015 – im europäischen Vergleich – auf hohem Niveau fortgesetzt. Die erwartete Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wird 2016 auch spürbar werden. Insgesamt bietet aber der deutsche Erneuerbare-Energiemarkt weiterhin gute Investitionsbedingungen und wird damit auch 2016 einer der stärksten Märkte für erneuerbare Energieprojekte bleiben. Zunehmend werden hier Offshore-Windparks an Bedeutung gewinnen und auch Geothermie entwickelt sich zu einem bedeutenden Nischenplayer.

### EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

Deutschland bietet im Bereich der Erneuerbaren Energien weiterhin ein akzeptables Niveau an Rechtssicherheit für Entwickler, Errichter und Investoren und einen umfassenden Regelungsrahmen. Auch wurde bislang von rückwirkenden Eingriffen Abstand genommen. Die anhaltende Diskussion hinsichtlich Förderungen und Einspeisevorrang muss aber im Auge behalten werden.

# Bulgarien



Währung:	Lew (BGN)
Wechselkurs EUR : BGN im Jänner 2016	1,9558
Fläche:	111.002 km <sup>2</sup>
Bevölkerung in Mio.:	7,13
BIP in EUR Mrd.:	43,5
BIP in EUR pro Kopf:	6.097
Reales BIP-Wachstum in %:	1,9
Inflationsrate (VPI) in %:	0,6
Öffentl. Schuldenstand in % BIP:	29,6
Arbeitslosenrate in %:	9,7

Quelle: Prognose 2016, IMF 10/2015

## NATIONALER AKTIONSPLAN

Der aktualisierte Nationale Aktionsplan (NAP) (aus April 2011) schreibt einen Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien (EE) am gesamten Energieverbrauch des Landes bis 2020 auf 16% vor. Während der Ausgangspunkt im Jahr 2005 bei 9,4% lag, war man dann scheinbar doch recht vorsichtig, das **NAP-Ziel** wurde nämlich **bereits im Jahr 2014** erreicht. Bulgarien ist somit das einzige der in dieser Studie untersuchten Länder, das die Zielerreichung bereits für sich verbuchen kann. Dennoch ist noch einiges zu tun. Eine große Zahl von veralteten Anlagen erfüllt nicht die von der EU geforderten Standards beim CO<sub>2</sub>-Ausstoß, nach wie vor herrscht große Abhängigkeit von Russland als Energierohstofflieferant (Öl, Gas und Kernkraft). Der NAP zielt daher nicht nur auf den Ausbau von EE, sondern auch auf eine Verbreiterung des Energiemix, um diese Abhängigkeit zu reduzieren.

In den vergangenen Jahren hat die bulgarische Regierung vor allem auf die Förderung kleinerer und mittelgroßer Anlagen gesetzt. Geförderte Einspeisetarife, Priorität bei der Netzanbindung und garantierte Abnahme von erzeugter EE waren die Eckpfeiler der EE-Politik, die zu einem regelrechten Boom in den Jahren 2011 und 2012 führten. Es folgte eine Phase kurzfristig orientierter Politik, die von der Angst von zu hohen Endverbraucherpreisen getrieben war, und die in der überraschenden Einführung einer Steuer in der Höhe von 20% auf den Umsatz von Wind- und Photovoltaik (PV)-Anlagen im Dezember 2013 gipfelte.

Diese Steuer wurde zwar im Sommer 2014 vom bulgarischen Verfassungsgerichtshof (nicht rückwirkend) aufgehoben; trotzdem konnte damit kein positives Umfeld für Investitionen in EE geschaffen werden.

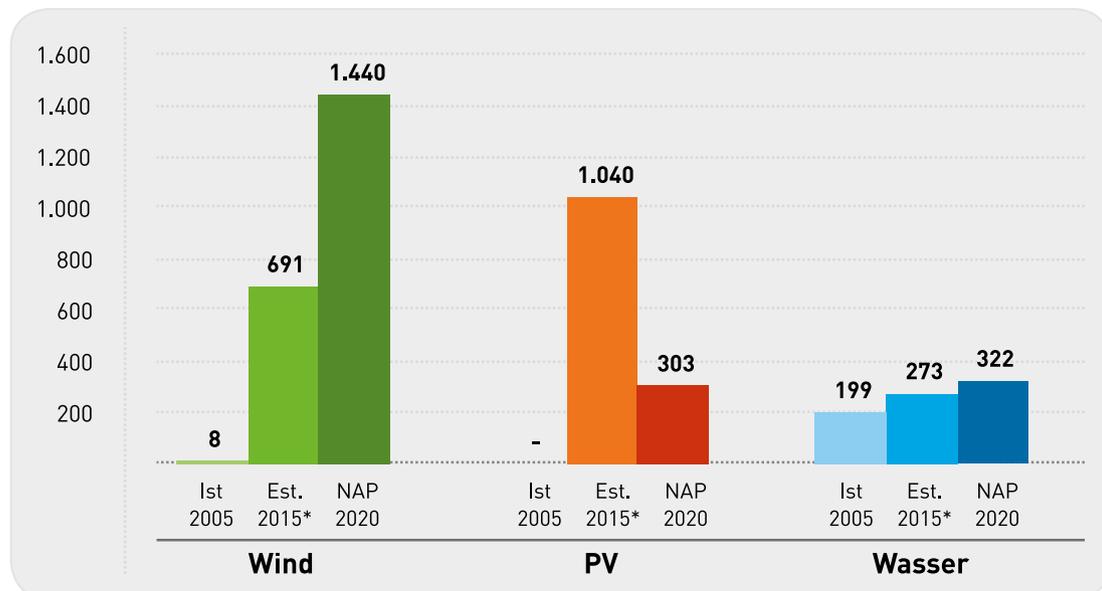
Der Ausbau der **Windenergie** sollte einer der Eckpfeiler des NAP sein (als Ziel für 2020 wird eine installierte Kapazität von 1.440 MW genannt), tatsächlich stagniert die installierte Kapazität aber bereits seit zwei Jahren und liegt Ende 2015 (unverändert zum Vorjahr) bei 691 MW. Wenn hier keine weiteren Impulse gesetzt werden, rückt die Zielerreichung in weite Ferne. Das Potenzial wäre offenbar vorhanden, denn die Einschätzungen der EWEA liegen für das Jahr 2020 bei 1.500 MW, für das Jahr 2030 bei 2.135 bis 3.070 MW.<sup>1</sup>

**Photovoltaik** erlebte im Jahr 2012 einen Ausbau-Boom: innerhalb eines Jahres wurde die installierte Kapazität von 167 MWp auf 840 MWp gesteigert; der knapp zwei Jahre alte NAP mit einem Ziel für 2020 von 303 MWp war damit

Makulatur. Seither geht der Ausbau jedoch deutlich langsamer voran. Ende 2015 waren rund 1040 MWp am Netz. Das Potenzial, das die SPE auf rund 2.000 MWp schätzt, wird hier bei weitem nicht ausgeschöpft.

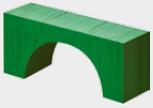
Die Kapazität bei **Wasserkraft** soll bis 2020 auf 2.424 MW (ohne Pumpspeicher) erhöht werden, davon sollen 322 MW in kleineren Anlagen (bis 10 MW) verbaut werden. Hier waren Ende 2015 rund 273 MW an installierter Kapazität zu verzeichnen.

Für die einzelnen Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand (in MW installierter Kapazität):



\* Die Zahlen »Est. 2015« beruhen teilweise auf Schätzungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

<sup>1</sup> EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, Wind Energy Scenarios for 2030, [www.ewea.org](http://www.ewea.org)



## TARIFSYSTEM

Das Tarifsystem in Bulgarien ist seit dem Jahr 2011 durch das Erneuerbare Energiegesetz (EEG) geregelt, das seit seinem Inkrafttreten mehrfach novelliert wurde. Das Tarifsystem sieht einen Einspeisetarif (FiT, Feed-in-Tariff) vor, der innerhalb der einzelnen Technologien vor allem von der installierten Leistung, bei Windenergie zusätzlich von den mit der Anlage erzielten Volllaststunden abhängt. Der jeweils für Neuanlagen anzuwendende Einspeisetarif wird vom bulgarischen Regulator DKEVR (Staatliche Energie- und Wasser-Regulierungskommission) unter Berücksichtigung verschiedener wirtschaftlicher Indikatoren jährlich neu festgesetzt, und zwar normalerweise bis spätestens 30. Juni. In der Vergangenheit zeigte sich der Regulator hier sehr flexibel, die Tarife wurden zum Teil drastisch nach unten korrigiert,

als sich die nahende Erfüllung der NAP-Ziele abzuzeichnen begann. Die Tarifrevision per 1. Juli 2015 ist jedoch weitgehend entfallen, da das bulgarische Parlament im März 2015 die **Einstellung der Förderung** für Neuanlagen in den Bereichen Wind, Wasser und PV (mit Ausnahme kleiner Aufdach-Anlagen bis 30 kWp) beschlossen hat.

Die Förderung für bestehende Anlagen ist davon nicht betroffen; der jeweils gewährte FiT bleibt über die gesamte ursprüngliche Laufzeit (das waren 20 Jahre bei PV, 15 Jahre für Wasser und 12 Jahre für Windenergieanlagen) bestehen.

Netzbetreiber haben nicht die Pflicht, RES prioritär an ihr Netz anzuschließen; es gilt lediglich Nicht-Diskriminierung gegenüber anderen Energiequellen.

Für 2015 ergibt sich somit für Bulgarien für das erste Halbjahr folgende Tarifsituation für Grünstrom:

<b>Ressource:</b>	<b>Tarif 2016</b> (BGN/kWh)	<b>Tarif 2016</b> (Euro-Cent/kWh)
<b>WIND</b>		
für alle Anlagen	-	-
<b>PHOTOVOLTAIK</b>		
Aufdach-Anlagen / Fassaden		
< 5 kWp	<b>0,228</b>	<b>11,66</b>
< 30 kWp	<b>0,212</b>	<b>10,82</b>
<b>WASSER</b>		
für alle Anlagen	-	-

Die Beschreibung der einzelnen Tarife fällt dementsprechend kurz aus:



Für neue **Windkraftwerke** gibt es seit März 2015 keine Förderung mehr.



Für **PV** gibt es nur für gebäudeintegrierte oder Aufdach-Anlagen einen von der Kapazität abhängigen FiT (gültig ab 1.7.2015). Dieser beträgt BGN 228,00/MWh (rund 11,66 Euro-Cent/kWh) für Anlagen bis maximal 5 kWp und BGN 211,71/MWh (rund 10,82 Euro-Cent/kWh) für Anlagen bis maximal 30 kWp.



Für neue **Wasserkraftwerke** gibt es seit März 2015 keine Förderung mehr.

## EINSCHÄTZUNG

Das Umfeld für Investoren in Bulgarien war nie einfach: Sprunghafte Gesetzgebung, (inzwischen ruhend gestellte) Lizenzzugs-Verfahren gegen drei der größten Stromproduzenten, darunter auch die österreichische EVN, schwieriger Netzzugang sowie hohe bürokratische Hürden bei den Genehmigungsverfahren zeigen die schwierigen Rahmenbedingungen in Bulgarien auf. Gab es im Jahr 2014 mit der Aufhebung der umstrittenen 20%igen Sondersteuer auf die Einnahmen aus Wind- und PV-Anlagen wenigstens irgendwelche positiven Nachrichten, so ist die völlige Einstellung der Förderung für Wind, Wasser und größere PV-Installationen ein herber Rückschlag. Es überrascht daher nicht, dass

weiterhin keine nennenswerten Investitionsaktivitäten im Bereich EE beobachtet werden.

Grundsätzlich positiv sind die volkswirtschaftlichen Daten des Landes und die de-facto Bindung der bulgarischen Währung an den Euro zu werten.

### EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Die vorzeitige Erreichung des NAP-Ziels bestätigt die bulgarische Regierung in ihrem bisherigen, für Investoren in Erneuerbare Energien, schwierigen Kurs. Die vollständige Einstellung der Förderungen für die meisten Erneuerbare-Energien-Technologien erscheint hier als der Schlusspunkt einer längerfristigen Entwicklung.

Investitionen in neue Erneuerbare-Energie-Anlagen sind folgerichtig praktisch zum Stillstand gekommen. Trotz guter volkswirtschaftlicher Zahlen und einem stabilen Wechselkurs zum Euro ist eine Verbesserung dieser Situation aus heutiger Sicht nicht abzusehen.

### EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

In Bulgarien ist die Neuplanung und Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen de facto völlig unterbrochen worden. Einzig der Verkauf von Bestandsanlagen führt zu Transaktionen im bulgarischen Erneuerbare-Energien-Bereich.

# Kroatien



Währung:	Kroatische Kuna (HRK)
Wechselkurs EUR: HRK im Jänner 2016	7,6582
Fläche:	56.594 km <sup>2</sup>
Bevölkerung in Mio.:	4,24
BIP in EUR Mrd.:	44,3
BIP in EUR pro Kopf:	10.455
Reales BIP-Wachstum in %:	1,0
Inflationsrate (VPI) in %:	1,1
Öffentl. Schuldenstand in % BIP:	91,8
Arbeitslosenrate in %:	16,1

Quelle: Prognose 2016, IMF 10/2015

## NATIONALER AKTIONSPLAN

Kroatien ist das jüngste EU-Mitglied unter den in dieser Studie betrachteten Ländern. Im Jahr 2013 musste erstmals ein verbindlicher Nationaler Aktionsplan (NAP) für die Energie- sowie Klimaziele Kroatiens erstellt werden; im Vergleich zu anderen Ländern hat dieser natürlich die größte Aktualität. Der im Oktober 2013 vorgelegte NAP beruht auf einem Ausgangswert des Anteils Erneuerbarer Energie (EE) am Gesamtenergieverbrauch von 15,1% per Ende 2012; als Ziel für 2020 sind 20% genannt. Im Mittelpunkt stehen dabei vor allem Biomasse, Biogas, Kogenerationsanlagen und Kleinwasserkraftwerke.

Der NAP sieht für **Windenergie** ein Ziel von 400 MW für das Jahr 2020 vor. Mit einer installierten Leistung von 423 MW zum Jahresende 2015 wurde dieser Wert bereits überschritten; Kroatien ist somit das einzige von dieser Studie erfasste Land, indem der NAP für Wind bereits erfüllt wurde (in Deutschland und in Österreich wird dies wahrscheinlich im Jahr 2016 gelingen). Projekte für weitere rund 1.200 MW befinden sich in verschiedenen Stufen der Planung und Genehmigung, sind aber vom Netzanschluss oft noch weit entfernt. Die EWEA erwartet für 2020 Installationen im Bereich von 600 MW; für 2030 reicht die Bandbreite der Erwartungen von 1.600 bis 2.000 MW.<sup>1</sup>

Unter Berücksichtigung der doch recht günstigen Einstrahlungsverhältnisse ist das NAP-Ziel für **Photovoltaik** (PV) mit 52 MWp eher niedrig; allerdings wurde erst im Jahr 2013 begonnen, überhaupt nennenswert zu investieren. Mit Ende 2015 sind laut Homepage des Wirtschaftsministeriums Projekte im Umfang von 43 MWp am Netz.

<sup>1</sup> EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, Wind Energy Scenarios for 2030, [www.ewea.org](http://www.ewea.org)

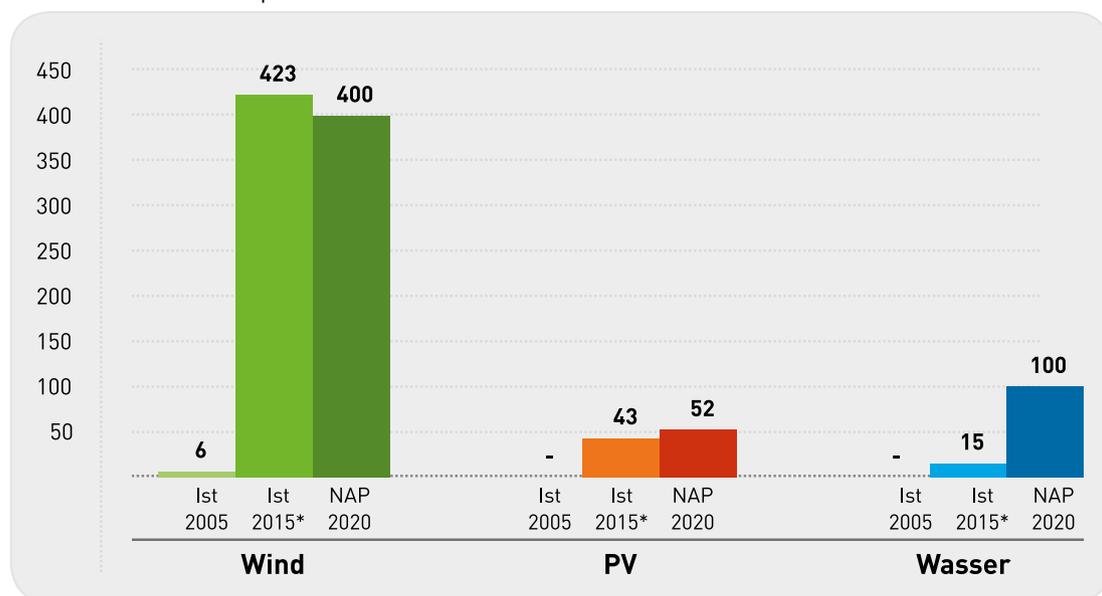
Im Bereich **Wasserkraft** sieht der NAP bis Ende 2020 eine Kapazität von 2.456 MW vor, davon 100 MW aus Kleinwasserkraftwerken mit einer Leistung von unter 10 MW. Da bei Letzteren Ende 2015 nur rund 15 MW installiert und am Netz waren (zusätzliche Projekte, die noch nicht am Netz sind, liegen im Ausmaß von rund 8 MW vor), wird der NAP hier wohl nur schwer zu erreichen sein.

## TARIFSYSTEM

Wichtige gesetzliche Grundlagen sind das Energiegesetz in der aktuellen Fassung (120/2012), die darauf basierenden Verordnungen, vor allem die Regelung der Einspeisepreise (zuletzt: 133/2013, 151/2013) sowie das Elektrizitätsmarkt-Gesetz (22/2013).

Die Branche wartet aber noch immer auf das mittlerweile über zwei Jahre angekündigte, neue **Alternativenergiegesetz**, bei dem die Umweltschwerpunkte neu definiert werden sollen. Der im September 2014 von der damaligen Regierung vorgelegte Entwurf harrt nach wie vor der Verabschiedung; die schwierige Regierungsbildung nach der Parlamentswahl vom 8. November 2015 war hier nicht hilfreich. Dem Vernehmen nach soll das System der Einspeisetarife reformiert werden; Windkraft wird wohl weiterhin marginalisiert, die PV-Förderung soll sich auf kleine Hausdach-Anlagen konzentrieren. Biomasse, Biogas und kleine Wasserkraftwerke hingegen sollen stärker gefördert werden.

Für die einzelnen Technologien ergeben sich somit grafisch dargestellt folgende Ziele für 2020 (in MW installierter Kapazität):



\* Die Zahlen »Est. 2015« beruhen teilweise auf Schätzungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

Bis auf weiteres gilt somit das bestehende Tarifsysteem unverändert weiter; allerdings de facto nur für bestehende Anlagen, denn laut Auskunft vom kroatischen Energiemarkt Operator (HROTE) werden (zum Zeitpunkt der Drucklegung) mit Ausnahme von Kleinwasserkraft **keine neuen Projekte genehmigt**. Trotzdem soll das Tarifsysteem hier kurz erläutert werden:

Sogenannte »qualifizierte RES-Produzenten« (ein Status, der vom kroatischen Energieregulator »HERA«<sup>2</sup> erteilt wird) erhalten einen fixen Einspeisepreis, der allerdings für Wind- und größere PV-Anlagen nur eine geringe Förder-Komponente enthält. Der HROTE muss den Grünstrom, der in Anlagen der qualifizierten Produzenten erzeugt wird, verpflichtend abnehmen.

Auch in Kroatien wird das System letztlich vom Konsumenten finanziert, und zwar durch eine Umlage in der Höhe von HRK 0,035/kWh (rund 0,46 Euro-Cent/kWh), die alle Stromendkunden bezahlen müssen.

Das noch geltende Energiegesetz regelt zusätzlich zu den Tarifen verschiedene Rechte und Pflichten der RES-Produzenten, beispielsweise eine Rückbau- und Entsorgungsverpflichtung am Ende der Laufzeit. Eine weitere erwähnenswerte Rahmenbedingung für den Abschluss eines Power Purchase Agreements (PPA) mit HROTE ist die Beibringung einer Bankgarantie über 10% der geplanten Investition für Projekte über 300 kW.

Wird ein entsprechender Beitrag zur heimischen Wertschöpfung nachgewiesen, kann unter Umständen ein Aufschlag auf den FiT von bis zu 15% lukriert werden.

Die Tarife unterscheiden kapazitätsmäßig für alle Technologien nur mehr in die beiden Klassen bis inklusive 5 MW und größer als 5 MW.



Für **Windkraftwerke** gilt, unabhängig von der Leistung, der Referenzpreis (RC), der für das Jahr 2016 vorläufig und unverändert HRK 0,53/kWh (rund 6,92 Euro-Cent/kWh) beträgt.



Für **PV** gibt es einen FiT nur für Aufdach-Anlagen bis zu einer Leistung von 300 kWp; bei Anlagen mit höherer Kapazität sowie generell bei Freiflächen-Anlagen gilt der Referenzpreis (RC) von HRK 0,53/kWh (rund 6,92 Euro-Cent/kWh). Der FiT beträgt je nach Größenklasse der Anlage (bis zu 10/30/300 kWp) zwischen HRK 1,54/kWh und HRK 1,91/kWh (rund 20,11 bis rund 24,94 Euro-Cent/kWh). Für Solaranlagen in Kombination mit einem regenerativen Heizsystem wird der FiT mit einem Faktor zwischen 1,03 und 1,2 multipliziert; in diesem Fall lassen sich demnach bis zu HRK 2,29 kWh lukrieren (rund 29,90 Euro-Cent/kWh).



Auch für **Wasserkraftwerke** gibt es einen kapazitätsabhängigen FiT. Dieser beträgt für Kleinwasserkraftwerke bis 300 kW HRK 1,07/kWh (rund 13,97 Euro-Cent/kWh); bis 2 MW installierte Leistung beträgt der FiT HRK 0,93/kWh (rund 12,14 Euro-Cent/kWh); bis zu 5 MW Leistung HRK 0,88/kWh (rund 11,49 Euro-Cent/kWh). Für Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von über 5 MW gilt wiederum der Referenzpreis (RC) von HRK 0,53/kWh (rund 6,92 Euro-Cent/kWh).

<sup>2</sup> Anmerkung: HERA ist gleichzeitig Aufsichtsbehörde über HROTE

Für 2016 ergibt sich somit für Kroatien folgende (vorläufige) Tarifsituation für Grünstrom:

<b>Ressource:</b>	<b>Tarif 2016</b> (HRK/kWh)	<b>Tarif 2016</b> (Euro-Cent/kWh)
<b>WIND</b>		
kapazitätsunabhängig	<b>0,53 (RC)</b>	<b>6,92</b>
<b>PHOTOVOLTAIK</b>		
netzintegriert und maximal 10 kWp	<b>1,91</b>	<b>24,94</b>
netzintegriert, > 10 kWp und maximal 30 kWp	<b>1,70</b>	<b>22,20</b>
netzintegriert, > 30 kWp und maximal 300 kWp	<b>1,54</b>	<b>20,11</b>
<b>WASSER</b>		
bis 300 kW	<b>1,07</b>	<b>13,97</b>
> 300 kW und max. 2 MW	<b>0,93</b>	<b>12,14</b>
> 2 MW und < 5 MW	<b>0,88</b>	<b>11,49</b>

Für PV-Anlagen über 300 kWp und Wasserkraftwerke mit einer Leistung von über 5 MW gilt der RC (für 2016: vorläufig 0,53 HRK/kWh, rund 6,92 Euro-Cent/kWh).

## EINSCHÄTZUNG

Für die Entwicklung von EE in Kroatien sprechen einerseits die nach wie vor starke Abhängigkeit von Energieimporten, andererseits die günstigen geographischen und klimatischen Rahmenbedingungen (Wind, Sonneneinstrahlung, eine Vielzahl von Inseln, die unabhängig vom Festland Strom erzeugen könnten).

Dieses Potenzial wurde aber bisher von der kroatischen Regierung nicht gehoben. Im Gegenteil, seit dem Jahr 2014 werden nur noch PV-Anlagen bis zu einer Kapazitätsgrenze von 300 kWp (Aufdach-Anlagen) gefördert – eine klare Absage an Freilandinstallationen. Die För-

derung von Windenergie, die von offiziellen Stellen wegen der unregelmäßigen Netzeinspeisung als problematisch gesehen wird, ist praktisch komplett ausgelaufen. Wie die EWEA unter diesen Voraussetzungen die oben genannten Potenziale errechnet hat, bleibt dahingestellt.

Kroatien kämpft nicht nur mit der Wirtschaftskrise und den Bemühungen, sich in vielen Bereichen EU-Standards anzunähern; auch politische Instabilität (die sich auch durch den langwierigen Regierungsbildungsprozess nach den Wahlen im November 2015 manifestiert hat), trägt nicht dazu bei, den Ausbau von EE voranzutreiben. Zum Zeitpunkt der Drucklegung

gelten daher noch immer dieselben Regeln wie in den Vorjahren, allerdings werden (mit Ausnahme von Kleinwasserkraft) keine neuen Projekte genehmigt, solange das neue Gesetz nicht beschlossen ist.

Um EE in Kroatien wirklich voranzutreiben, müssten jedoch auch andere Rahmenbedingungen verbessert werden; hier stehen einfachere Bewilligungsverfahren, besserer Netzausbau und die verpflichtende Abnahme von Grünstrom auf der Wunschliste der Investoren.

#### **EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:**

Die bekannten Probleme in Kroatien – langwierige behördliche Verfahren, instabile politische Verhältnisse, Wechselkursrisiken, die verzögerte Übernahme europäischer Standards in vielen Bereichen – bestehen auch heuer noch weiter. Ob die zahlreichen in Planung befindlichen Windkraftwerke unter dem praktisch nicht existierenden Förder-Szenario tatsächlich realisiert werden, bleibt abzuwarten.

#### **EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:**

In Kroatien bewegt sich im Bereich größerer Erneuerbare-Energien-Projekte nur wenig, da das Bewilligungsverfahren übermäßig lange dauert und auch mit einer positiven Bewilligung eher selten zu rechnen ist. Kleinere Anlagen sind in der Praxis hingegen problemlos zu verwirklichen.



# Polen



Währung:	Zloty (PLN)
Wechselkurs EUR : PLN im Jänner 2016	4,4074
Fläche:	312.685 km <sup>2</sup>
Bevölkerung in Mio.:	38,00
BIP in EUR Mrd.:	426,9
BIP in EUR pro Kopf:	11.233
Reales BIP-Wachstum in %:	3,5
Inflationsrate (VPI) in %:	1,0
Öffentl. Schuldenstand in % BIP:	51,0
Arbeitslosenrate in %:	7,2

Quelle: Prognose 2016, IMF 10/2015

## NATIONALER AKTIONSPLAN

Der Anteil von Erneuerbaren Energien (EE) am Gesamtenergieverbrauch soll laut den im Nationalen Aktionsplan (NAP) festgelegten Zielen von 7,2% im Jahr 2005 auf 15% angehoben werden. Windkraft als die erneuerbare Energiequelle mit dem größten Potenzial soll hier die Hauptlast tragen, gefolgt von Investitionen in Biomasse (mit Fokus auf Co-Firing).<sup>1</sup> Der Energiemix wird aufgrund der großen Stein- und Braunkohlevorkommen in Polen trotz aller Bemühungen um EE sehr kohlelastig bleiben.

Im Bereich **Wind** sieht der NAP im Jahr 2020 Kapazitäten von 5.600 MW (Onshore), 500 MW (Offshore) sowie 550 MW im Bereich der Kleinwindanlagen vor. Ende 2015 waren bereits rund 5.100 MW am Netz, eine Steigerung von 1.266 MW gegenüber dem Vorjahr (im Jahr 2014 gingen demgegenüber nur 444 MW neu ans Netz). Polen war damit auch im Jahr 2015 eines der Länder mit signifikantem Zuwachs im Windkraftbereich. Die EWEA rechnet für 2020 mit Installationen von 10.000 MW; für 2030 schätzt sie einen Bereich von 18.700 bis 39.900 MW.<sup>2</sup>

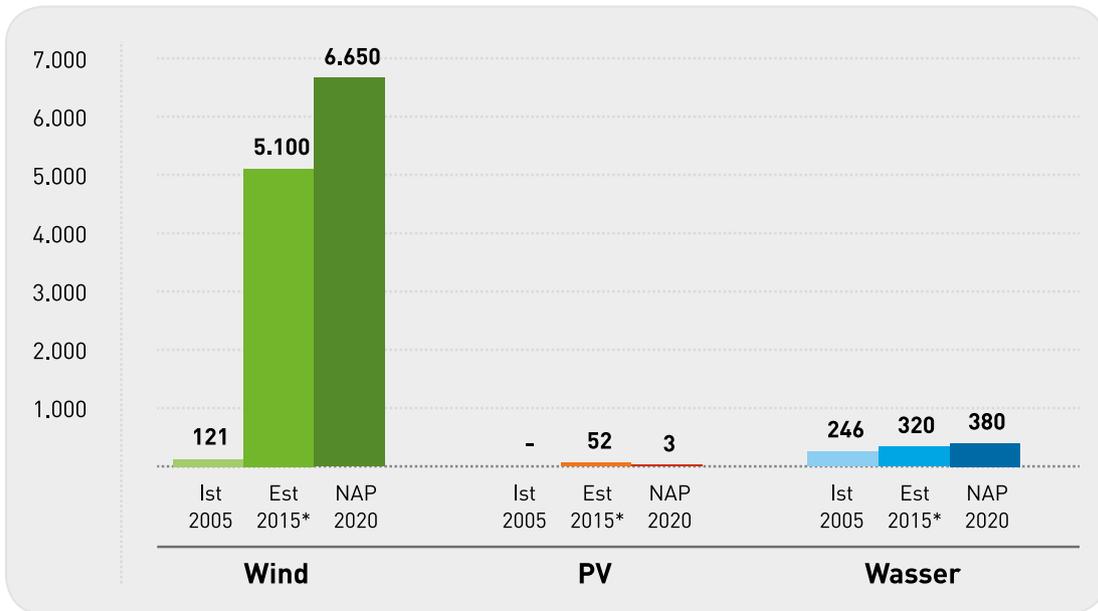
**Photovoltaik (PV)** spielt zwar im NAP keine große Rolle (für 2020 sind hier ganze 3 MW vorgesehen), der Markt ist aber im Jahr 2015 erwacht. Während sich früher PV aufgrund der technologieunabhängigen Förderung (siehe weiter unten – Tarifsysteem) nicht entwickeln konnte, haben sich die Installationen von rund 4 MW Ende 2014 auf rund 52 MW Ende 2015 vervielfacht. Das Wachstum ist größtenteils auf kleine Haushaltsanlagen zurückzuführen, die seit 2014 speziell gefördert werden.

Bei **Wasserkraft** sieht der NAP einen Anstieg der installierten Kapazität von 915 MW im Jahr 2005 auf 1.152 MW im Jahr 2020 vor. Kleinwasserkraft soll in diesem Zeitraum von 246 MW auf 380 MW steigen. Ende 2015 waren hier rund 320 MW am Netz.

<sup>1</sup> Mit Co-Firing wird das Mitverbrennen organischer Abfälle in Kohlekraftwerken bezeichnet.

<sup>2</sup> EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, Wind Energy Scenarios for 2030, www.ewea.org

Für die einzelnen Technologien ergibt sich grafisch dargestellt folgender Stand (in MW installierter Kapazität):



\* Die Zahlen »Est. 2015« beruhen teilweise auf Schätzungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

## TARIFSYSTEM

In Polen hat es bis Mai 2015 kein eigenes EE-Gesetz (EEG) gegeben; alle Regelungen wurden aus dem allgemeinen Energiegesetz aus dem Jahr 1997 abgeleitet. Die im neuen EEG enthaltenen Ausschreibungsvorschriften sollten ursprünglich mit 1. Jänner 2016 erlassen werden; dieser Termin wurde aber noch einmal wegen rechtlicher Abstimmungen mit der EU auf 1. Juli 2016 verschoben. Hier wird daher das derzeit noch geltende Tarifsysteem beschrieben; Details zum neuen EEG finden sich weiter unten.

Die bisherige Tarifstruktur beruht auf einem **Mischsystem**, bei dem der Energieproduzent die Wahl hat, den produzierten Strom entweder

zu einem festgelegten **Energiepreis** (FiT; Feed-in-Tariff) oder alternativ frei am Markt zum jeweiligen Marktpreis zu verkaufen. Der Energiepreis wird jährlich vom polnischen Energieregulator URE auf Basis des Durchschnittspreises des vorangegangenen Kalenderjahres festgelegt und ist jeweils ab 1. April gültig. Bis 31. März 2016 beträgt der aktuelle Energiepreis PLN 163,58/MWh (rund 3,71 Euro-Cent/kWh).

Seit 1. Oktober 2005 kann der Energieproduzent technologieunabhängig auch Erlöse durch den Verkauf von **Grünzertifikaten** (GC) erzielen, die vom Energieregulator URE ausgegeben werden. Die Besonderheit ist hier, dass keine Unterscheidung nach Technologie vorgenommen wurde. Die Zuteilung ist demnach einheitlich mit

1 GC/MWh fixiert, was für einen nennenswerten Ausbau von PV-Anlagen nicht ausreichend war.

Der **Handel der GCs** erfolgt an der polnischen Energiebörse TGE. Die Nachfrage nach GC wird dadurch generiert, dass der Anteil des aus EE nachweislich zu produzierenden Stroms gesetzlich festgelegt wird (»Quote«). Diese Quote sollte ursprünglich jährlich um 1%-Punkt angehoben werden, wurde aber zeitweise eingefroren und liegt für 2016 bei 15%.

Nicht zuletzt durch das Miteinbeziehen von Co-Firing-Anlagen entstand ab dem Jahr 2013 ein Überangebot von GC, das für einen kontinuierlichen Preisverfall mitverantwortlich ist. Der GC-Handel an der polnischen Energiebörse TGE wurde im Jahr 2014 noch zu durchschnittlich PLN 187/MWh (rund 4,24 Euro-Cent/kWh), abgewickelt,

2015 wurde nur noch zu durchschnittlich PLN 124/MWh (entspricht rund 2,81 Euro-Cent/kWh) gehandelt.

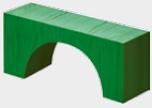
Anders als etwa in Rumänien gibt es für GC kein Preisband mit Ober- oder Untergrenzen. Eine de-facto Obergrenze stellt allerdings die Kompensationsgebühr in der Höhe von PLN 303,03/MWh (rund 6,87 Euro-Cent/kWh) dar, die zu entrichten ist, wenn nicht ausreichend GC vorgelegt werden können.

Neben dem Börsehandel sind in der Praxis aber auch langfristige Verträge (zehn bis 15 Jahre) mit Stromhändlern (sogenannte Certificate Purchase Agreements, CPAs, und Power Purchase Agreements, PPAs) weit verbreitet.

Für 2016 ergibt sich – bis zum Inkrafttreten des neuen Auktionssystems – für Polen folgende, ungewohnt übersichtliche Vergütungssituation für Grünstrom:

Ressource:	Marktpreis (est.) für GC 2016 (Euro-Cent/kWh)	Energiepreis* 2016 (Euro-Cent/kWh)	Gesamtpreis (est.) 2016 (Euro-Cent/kWh)
<b>WIND</b>			
Wind allgemein	2,70	3,71	6,41
<b>PHOTOVOLTAIK</b>			
PV allgemein	2,70	3,71	6,41
<b>WASSER</b>			
Wasser bis 5 MW	2,70	3,71	6,41

\* Gilt bis 31.3.2016; neuer Energiepreis ist per Verordnung von URE ab 1.4.2016 neu festzulegen.



Das lange erwartete **neue EEG** ist am 4. Mai 2015 endlich in Kraft getreten. Laut diesem Gesetz wird in Polen parallel zum bestehenden System (das spätestens 2035 ausläuft) ein Auktions-Verfahren eingeführt. Grünstromproduzenten können künftig Kontingente im Rahmen von Auktionen ersteigern. Die Differenz zwischen dem erzielten Marktpreis und dem Auktionspreis (der wertgesichert ist) wird über einen Zeitraum von 15 Jahren erstattet; sollte der Marktpreis allerdings nachhaltig höher sein, muss der Betreiber die positive Differenz zurückzahlen. Das Ziel des neuen Gesetzes ist vor allem, verschiedene Technologien gezielt zu fördern und die Preisstabilität zu erhöhen, womit Unsicherheiten sowohl für Investoren als auch für Verbraucher minimiert werden.

**Auktionen** sollen mindestens einmal pro Jahr stattfinden und werden von der URE **über eine online-Plattform** abgewickelt. Sie müssen mindestens 30 Tage vor Beginn angekündigt werden, sowie Datum und Uhrzeit des Auktionsbeginns, das Auktionsende und die maximale Menge sowie den maximalen Preis der Energie, die in der Ausschreibung verkauft werden kann, beinhalten. Letzterer wird über den sogenannten Referenzpreis bestimmt, der aktuell je nach Technologie und ausgeschriebener Kapazität zwischen PLN 385/MWh oder rund 8,74 Euro-Cent/kWh (Wind über 1 MW) und 465 PLN/MWh oder rund 10,55 Euro-Cent/kWh (für PV unter 1 MWp) liegt; Angebote die über diesem Preis liegen, werden ausgeschieden. Ausgeschriebene Mengen können geteilt werden, d. h. wenn der Bestbieter nicht die ganze Menge zur Verfügung stellen kann, kommt der nächstfolgende Bieter mit der Restmenge zum Zug.

In **verschiedenen Körben** wird es Ausschreibungen für Neuanlagen, bestehende Anlagen, Anlagen unter 1 MW Leistung (für die 25% der ausgeschriebenen Menge reserviert werden

sollen, sichtlich ein spürbarer Akzent für PV) und Anlagen mit unter 4.000 Betriebsstunden/Jahr (hier wird neben PV vor allem auf Windenergie abgezielt) geben. Ein enger Zeitplan soll sicherstellen, dass der Gewinner der Auktion auch tatsächlich aktiv wird. Die Produktion von EE muss innerhalb von 24 (PV) bzw. 72 Monaten (Wind) beginnen; für andere EE-Quellen gilt eine Frist von 48 Monaten, jeweils ab Verlautbarung des Auktionsergebnisses.

Nur **vorqualifizierte Bieter** dürfen an der Auktion teilnehmen. Um diesen Status zu erhalten, müssen u. a. eine Baubewilligung, eine Zusage zum Netzanschluss, ein schlüssiger Business Plan sowie ein Nachweis über die finanzielle Kapazität bzw. Finanzierung vorgelegt werden.

Ein durchaus positiver Aspekt des neuen EEG liegt im Bereich der **Klein- und Mikro-Installationen**. Hier war bereits 2014 durch lokale Förderungen ein steter Aufschwung zu beobachten, das neue Gesetz bringt aber darüber hinaus noch einen attraktiven Einspeisetarif für sogenannte »Prosumenten«<sup>3</sup> – für Installationen bis 3 kWp werden bei garantierter Abnahme des produzierten Überschusses über 15 Jahre hinweg 0,75 PLN/kWh bezahlt (rund 17,02 Euro-Cent/kWh), für Anlagen bis zu 10 kWp 0,65 PLN/kWh (rund 14,75 Euro-Cent/kWh).

Die Zukunft des Auktionssystems liegt aber noch im Ungewissen. Gemäß dem Gesetz über Erneuerbare Energien vom 20. Februar 2015 sollten einige Vorschriften, darunter hinsichtlich der Auktionen, am 1. Jänner 2016 in Kraft treten. Mit der Novelle des EE-Gesetzes vom 29. Dezember 2015 wurde das Inkrafttreten dieser Regelungen auf den 1. Juli 2016 verschoben.

<sup>3</sup> Dieses Kunstwort bezeichnet private Haushalte (Konsumenten), die überschüssigen Strom in das Netz einspeisen (und damit gleichzeitig als Produzenten gelten).

## EINSCHÄTZUNG

Nach wie vor stützt sich die Stromerzeugung in Polen überwiegend auf Kohle. Damit ist zwar eine relativ geringe Importabhängigkeit gegeben, die verbindlichen Klimaziele erfordern jedoch eine stärkere Orientierung hin zu EE. Da auch der Bau des ersten Atomkraftwerks, das im Endausbau eine Kapazität von 6 GW haben soll, erneut verschoben wurde, muss eine wesentliche Verbesserung des Energiemix vor allem aus Investitionen in Wind, teilweise auch in andere EE-Quellen kommen.

Für Investoren – vor allem in Windenergie – bleibt somit ein vergleichsweise positives Umfeld, sofern der nötige finanzielle und organisatorische Background für die erfolgreiche Teilnahme an den geplanten Auktionen vorhanden ist.

Die Einführung des Auktionssystems zielt letztlich auf günstigere Strompreise für die Endverbraucher. Nach Berechnungen des Wirtschaftsministeriums wird die Einführung des Auktionssystems mittelfristig zu einer Halbierung des Aufwands für Förderungen führen.

Da im Rahmen der Vorqualifizierung bereits erhebliche Investitionen in Planung und Bewilligung getätigt werden müssen, steigt für Projektentwickler und Investoren das Risiko, falls die Auktion nicht erfolgreich verläuft und nur mehr der Weg an die Strombörse bleibt. Voraussichtlich wird es dadurch zu einer Verschiebung hin zu größeren und institutionellen Entwicklern und Betreibern kommen.

Als positive Rahmenbedingungen sind die stabile polnische Wirtschaft sowie das Bekenntnis zum Ausbau der Infrastruktur (vor allem der veralteten Übertragungsanlagen und Netze) erwähnenswert. Bis zur Umsetzung dieser Maßnahmen ist vor Projektbeginn genau zu

prüfen, ob ein Netzzugang mit der geplanten Einspeisemenge überhaupt möglich ist.

Ihren Wahlversprechen folgend ist die polnische Regierung jedoch zurzeit bestrebt, die bisherige dynamische Entwicklung des Windkraftsektors in Polen zu bremsen. Ein deutliches Signal dafür ist der am 19. Februar 2016 ins Parlament eingebrachte restriktive Gesetzentwurf über Investitionen im Windkraftsektor. Der Begründung zum Entwurf zufolge dienen diese Regelungen betreffend die Standortplanung und den Betrieb von Windenergieanlagen einem deutlich höheren »Schutz der Bürger und der Umwelt« sowie der »Verbesserung gesellschaftlicher Akzeptanz der Investitionen in Windkraft«.

Der Regierungsvorschlag sieht vor, dass Windräder nunmehr im Abstand von mind. dem Zehnfachen der Nabenhöhe bzw. 2 km zu Wohnsiedlungen aber auch zu Naturschutzgebieten errichtet werden müssen. Dieser Mindestabstand als Kriterium für mögliche Standortplanung entspricht nach Schätzungen der Energiemarktexperten nur 0,1 % der Fläche Polens.

Darüber hinaus führt der Gesetzentwurf eine weitere verwaltungsrechtliche Auflage ein, die sich auf die Gesamtkosten der Investition wesentlich auswirken wird. Neben der Nutzungsgenehmigung werden Bauherren/Betreiber nunmehr auch verpflichtet sein, eine gesonderte Inbetriebnahmegenehmigung einzuholen. Diese wird gegen Entgelt durch das Amt für technische Überwachung (polnisch abgekürzt: UDT) mit der Geltungsdauer von nicht mehr als zwei Jahren erteilt, wobei sie vom Betreiber auch nach jeglicher Reparatur der Anlagen und auch nach Modernisierung erneut eingeholt werden muss.



Für die Erteilung der Inbetriebnahmegenehmigung werden Prüfstellen jeweils eine Gebühr in Höhe von ca. 1% des Investitionswertes einheben. Für bestehende Anlagen werden die Betreiber eine Inbetriebnahmegenehmigung innerhalb von ein Jahr nach Inkrafttreten des Gesetzes einholen müssen. Sollten Windenergieanlagen ohne diese Genehmigung in Betrieb genommen werden, drohen den Verantwortlichen Bußgelder oder Freiheitsstrafe bis zu zwei Jahren.

Den geplanten neuen Vorschriften folgend dürfen Windparks nunmehr ausschließlich aufgrund örtlicher Bebauungspläne errichtet werden. Bisher konnten Windenergieanlagen u. a. auch aufgrund eines auf Bauvoranfrage erteilten Bauvorbescheids gebaut werden.

Gerade diese Regelung ist insbesondere für Bauherren und Entwickler von großen Windkraftprojekten am wenigstens umstritten, denn solche Projekte werden bislang ohnehin auf der Grundlage von zu diesem Zweck aufgestellten bzw. geänderten Bebauungsplänen durchgeführt. Am meisten betroffen wird dadurch der dezentrale verbrauchernahe Einsatz von kleineren Anlagen, für welche Hindernisse im Zusammenhang mit der Aufstellung und Verabschiedung eines Bebauungsplans im Hinblick auf dabei anfallenden Kosten und Zeitaufwand nur schwer überwinden werden können.

Darüber hinaus sieht der Gesetzesentwurf eine neue Definition der Windkraftanlage vor. Demnach soll die ganze Windenergieanlage als ein Bauwerk im Sinne baurechtlicher Vorschriften, bestehend zumindest aus einem Fundament, einem Turm und technischen Komponenten, eingestuft werden. Begründet wird dies damit, dass Windenergieanlagen unter die Bauaufsicht fallen sollen.

Die Einstufung der Windräder als Bauwerk hat jedoch nicht nur baurechtliche Folgen, sondern auch erhebliche finanzielle Konsequenzen sowohl für zukünftige als auch bisherige Anlagenbetreiber, und zwar die Erhöhung der Immobiliensteuer. Bislang gilt die Aufteilung in einen baulichen Teil und in eine technische Anlage (Turm, Rotor, Rotorblätter). Bei Bauwerken beträgt die Immobiliensteuer 2% des Wertes des Bauwerks, wobei der Besteuerung zurzeit nur der bauliche Teil unterliegt und nicht die übrigen Teile.

#### **EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:**

Polen ist und bleibt ein attraktiver Markt für Investoren in Erneuerbare Energien – trotz der aktuellen Verzögerungen bei der Einführung des neuen Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Das neue Gesetz scheint dem Investor – sofern die Auktion erfolgreich beendet wurde – mehr Sicherheit und Investitionsschutz zu bieten. Für Photovoltaik, die sich ja bisher kaum entwickeln konnte, wurden klare Akzente gesetzt. Polen bietet auch weiterhin gute wirtschaftliche Rahmenbedingungen und hohe Rechtssicherheit sowie einen funktionierenden, liquiden Bankensektor.

#### **EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:**

Polen hat einen Gesetzesentwurf vorgelegt, der einerseits die Bewilligung neuer Windparks erschweren wird, andererseits soll auch die Immobiliensteuer von 2% des Werts des Bauwerks nunmehr den gesamten Windpark und nicht wie bisher nur Teile betreffen.

# Rumänien



Währung:	Leu (RON)
Wechselkurs EUR : RON im Jänner 2016	4,5311
Fläche:	238.391 km <sup>2</sup>
Bevölkerung in Mio.:	19,82
BIP in EUR Mrd.:	161,4
BIP in EUR pro Kopf:	8.144
Reales BIP-Wachstum in %:	3,9
Inflationsrate (VPI) in %:	-0,2
Öffentl. Schuldenstand in % BIP:	41,5
Arbeitslosenrate in %:	6,8
Arbeitslosenrate in %:	7,2

Quelle: Prognose 2016, IMF 10/2015

## NATIONALER AKTIONSPLAN

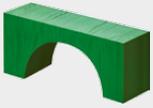
Der Nationale Aktionsplan (NAP) sieht vor, den Anteil an erneuerbaren Energiequellen (EE) am Bruttoenergieverbrauch von 17,8% im Jahr 2005 auf 24% im Jahr 2020 zu steigern. Abgesehen von Kapazitätszielen enthält der NAP eine Reihe von begleitenden Maßnahmen, wie etwa Wettbewerbsverbesserungen auf den Märkten für Strom, Erdgas, Erdöl, Uran und Energiedienstleistungen. Die Liberalisierung des Energietransits und der nichtdiskriminierende Zugriff zu den internationalen Transportnetzen wird ebenfalls explizit genannt.

Der Ausbau der **Windenergie** auf 4.000 MW soll den größten Effekt bringen. Tatsächlich wurden vor allem in den Jahren 2009 bis 2013 aufgrund sehr attraktiver erzielbarer Einspeisepreise und günstigen Winddaten (vor allem in der Küstenregion Dobrogea) enorme Investitionen getätigt, die zu einer installierten Kapazität von rund 2.600 MW zum Jahresende 2013 geführt haben. Seither läuft der weitere Ausbau schleppend; verantwortlich dafür sind das Versagen des Marktes für Grünzertifikate (GC; siehe unten – Tarifsysteme) sowie die anhaltend problematische Netzkapazität in manchen Regionen. Im Jahr 2014 gingen 354 MW ans Netz, 2015 waren es nur 23 MW, sodass Ende 2015 rund 2976 MW installiert waren.

Die Schätzungen der EWEA wirken vergleichsweise pessimistisch und liegen bei 3.200 MW für das Jahr 2020 und zwischen 5.000 und 6.000 MW für 2030.<sup>1</sup>

Wie in vielen anderen Ländern bildet der NAP die Chancen bei **Photovoltaik-Anlagen** nur unzureichend ab. Das Ziel von 260 MWp wurde schon im Jahr 2013 um ein mehrfaches übertroffen; auch hier war es die große Zahl an GC, die zu einem regelrechten Ausbauboom führte.

<sup>1</sup> EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, Wind Energy Scenarios for 2030, [www.ewea.org](http://www.ewea.org)



Die aktuelle Schätzung für Dezember 2015 liegt bei 1.315 MWp.

Kürzlich eingeführte Fixtarife für Kleinanlagen (siehe unten – Tarifsysteme) könnten hier zu einer erneuten Marktbelebung führen.

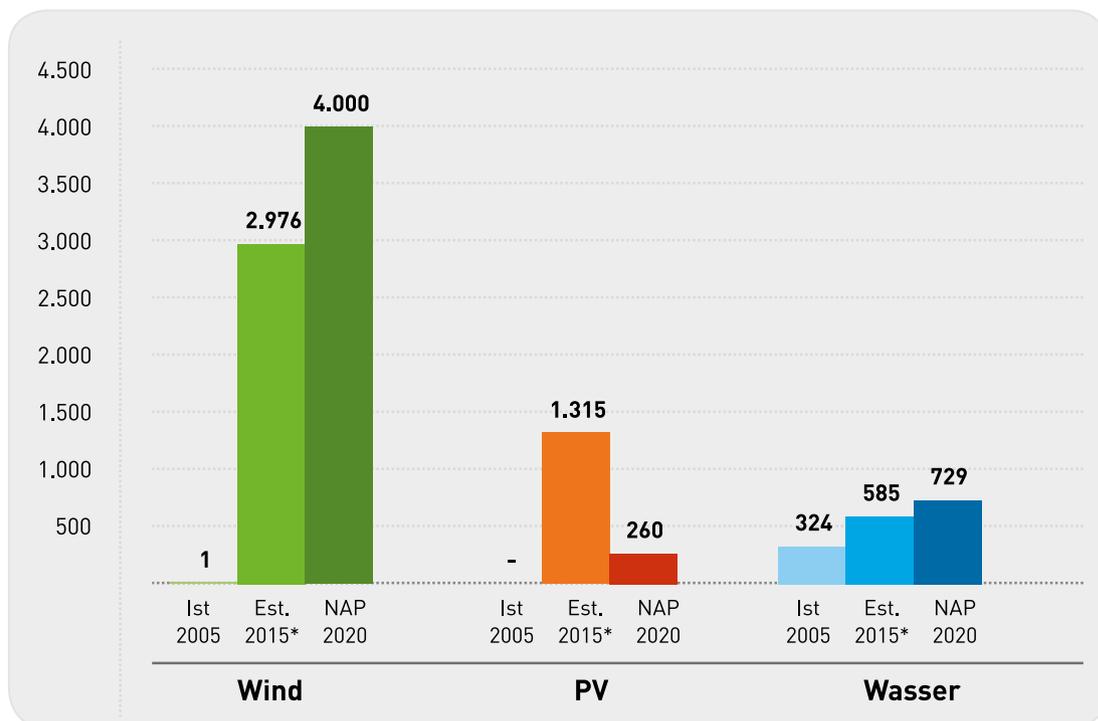
**Wasserkraft** ist durch bestehende Großkraftwerke eine wichtige Energiequelle, die rund 25% der gesamten Stromproduktion in Rumänien abdeckt. Von dem im NAP geplanten Ausbau der Kapazität von 6.289 MW im Jahr 2005 auf 7.729 MW im Jahr 2020 sollen 405 MW über Investitionen in Kleinwasserkraftwerke (unter 10MW installierter Leistung) erreicht

werden. Das Etappenziel 2015 für diese Kraftwerksklasse gibt 637 MW an installierter Kapazität vor; tatsächlich waren Ende 2015 rund 585 MW am Netz, das sind rund 10 MW mehr als Ende 2014.

## TARIFSYSTEM

Die Förderung von EE in Rumänien wird über ein **Quotensystem mit Grünzertifikaten (GC)** abgewickelt, welches im Gesetz 220/2008 geregelt ist und seither in mehreren Schritten zum Nachteil der Investoren und Anlagenbetreiber verändert wurde.

Für die einzelnen Technologien ergibt sich grafisch dargestellt folgender Stand (in MW installierter Kapazität):



\* Die Zahlen »Est. 2015« beruhen teilweise auf Schätzungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

Grundsätzlich erhalten Produzenten von Grünstrom je nach eingesetzter Technologie eine bestimmte Zahl an GC. Seit 1. 7. 2015 gibt es ein online verfügbares Green Certificates Register bei OPCOM, in dem jeder Produzent nach Zuteilung einer Kennung, Einsicht in die von ihm erworbenen Grünzertifikate nehmen kann. Der Preis dieser GC wird im Prinzip durch den Markt bestimmt, jedoch gibt es (zum Schutz der Konsumenten) eine gesetzlich bestimmte Obergrenze (ursprünglich EUR 55, aktuell EUR 60,55) sowie (zur Absicherung der Investoren) eine Untergrenze (ursprünglich EUR 27, aktuell EUR 29,40) pro GC. Diese Grenzen werden durch die Regulierungsbehörde ANRE jährlich mit dem Inflationsindex der Euro-Zone valorisiert.

Zusätzlich zum Erlös aus dem Verkauf von GC erhält der Grünstromproduzent den Marktpreis, der gerade am Strommarkt erzielt werden kann (Annahme für 2016: rund 3,20 Euro-Cent/kWh). Es besteht eine Verpflichtung der Netzbetreiber, genehmigte Anlagen zur Produktion von Grünstrom an das Netz anzuschließen und die produzierte Strommenge auch tatsächlich abzunehmen.

Ein solches System kann nur funktionieren, wenn ein funktionierender Markt für GC geschaffen wird. In Rumänien sollte das über eine **Quotenregelung**, die einen jährlich steigenden Anteil an EE für jeden autorisierten Stromerzeuger und -händler vorschreibt, erreicht werden. Eine Nichterfüllung der Quote wird pönalisiert; aktuell beträgt die von ANRE festgesetzte Strafzahlung rund EUR 120/MWh.

Die GC werden vom rumänischen Übertragungsnetzbetreiber Transelectrica jeweils für den Vormonat ausgegeben, während ANRE die Quotenerfüllung der Stromhändler kontrolliert. Die rumänische Elektrizitätsbehörde OPCOM organisiert den zentralen Markt für GC und

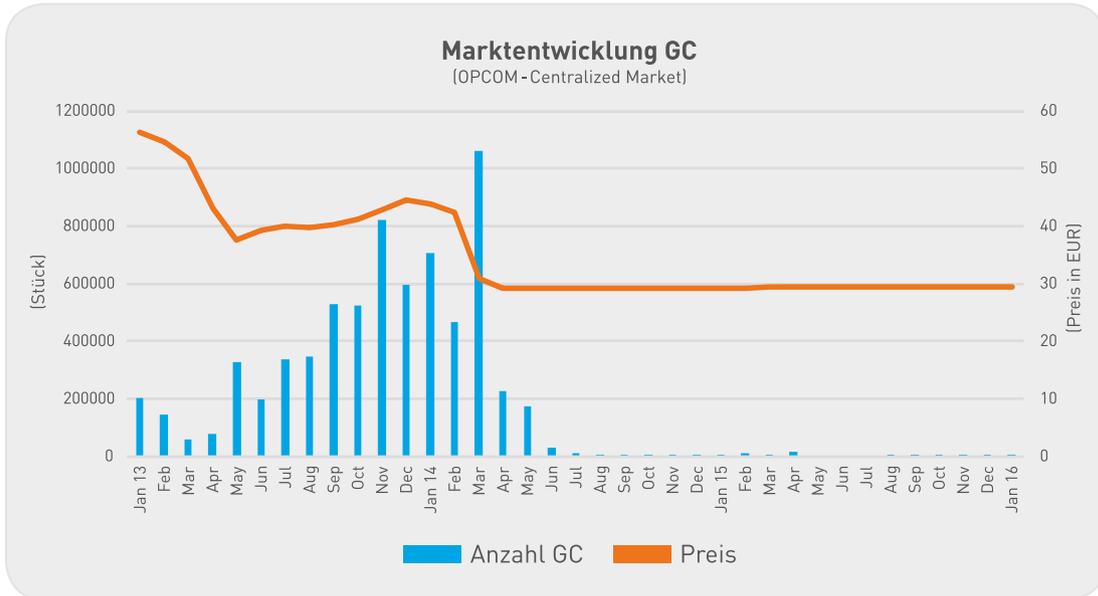
veröffentlicht sowohl die zentralen als auch die bilateralen Transaktionsergebnisse.

Die besonders für PV (ursprünglich wurden 6 GC/MWh ausgegeben) attraktiven Rahmenbedingungen hatten in den Jahren 2011 bis 2013 einen unerwarteten Ausbau-Boom zur Folge. In mehreren Schritten wurden daher die Rahmenbedingungen verändert, zuletzt mit dem Regierungsbeschluss 994/2013 zur Änderung des Gesetzes 220/2008; für Windenergie werden demnach nur mehr 1,5 GC (ab 2018: 0,75 GC) gewährt, für PV 3 GC und für Kleinwasserkraftwerke (unter 10 MW) 2,3 GC pro MWh.

Diese Maßnahmen zur Eindämmung der Zahl der ausgegebenen GC wurden jedoch durch das Abgehen vom vorgesehenen Quotenpfad konterkariert. Mit entsprechendem Regierungsbeschluss wurde die **zwingende Erwerbsquote** von GC für das Jahr 2015 mit nur mehr 11,9% und für 2016 mit 12,15% festgelegt. Der ursprüngliche Plan lag hier bei 16% (2015) bzw. 17% (2016). Die Folge war ein Zusammenbruch des Marktes; seit April 2014 ist das Handelsvolumen fast auf Null gesunken; der erzielbare Preis am zentralen Markt orientiert sich an der festgelegten Untergrenze.

Am parallel existierenden bilateralen Markt werden zwar etwas höhere Stückzahlen gehandelt, allerdings naturgemäß zu ähnlich niedrigen Preisen (im Jänner 2016 etwa wurde ausschließlich zu RON 131,08 gehandelt, rund 28,93 EUR/kWh, was etwa der Untergrenze am zentralem Markt entspricht). Die folgende Grafik zeigt diese unerfreuliche Entwicklung:<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Quelle: [www.opcom.ro/rapoarte/raportPCBCV.php?lang=en#url](http://www.opcom.ro/rapoarte/raportPCBCV.php?lang=en#url)



Für **Windenergie** werden bis Ende 2017 noch 1,5 GC/MWh ausgegeben, ab 2018 nur mehr 0,75 GC/MWh. Der Zeitraum für die Zuteilung von GCs beträgt unverändert 15 Jahre

ab Inbetriebnahme der Anlage. Unter Berücksichtigung des aktuellen Marktpreises für Energie (Schätzung rund 3,20 Euro-Cent/kWh) ergibt sich somit für 2016 ein Preisband von rund 7,61 Euro-Cent/kWh (sollten die GC weiterhin an der unteren Grenze notieren) bis zu theoretischen 12,29 Euro-Cent/kWh (falls die GC wieder am oberen Ende des Korridors gehandelt werden).



Für Strom aus neuen **Kleinwasserkraftanlagen** (bis zu einer Kapazität von 10 MW) werden 2,3 GC/MWh über einen Zeitraum von 15 Jahren vergeben

(Preisband daher 9,96 Euro-Cent/kWh bis 17,14 Euro-Cent/kWh); für modernisierte Anlagen erhält der Betreiber zwei Zertifikate, allerdings nur für zehn Jahre.



Für Strom aus **PV-Anlagen** werden 2016 unverändert 3,0 GC/MWh ausgefolgt. Entsprechend den oben genannten Annahmen für Markt- und GC-Preise ergibt sich für 2016 daher eine Preisspanne von rund 12,02 Euro-Cent/kWh bis zu rund 21,38 Euro-Cent/kWh.

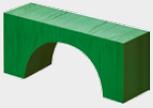
Für 2016 ergibt sich somit für Rumänien folgende Vergütungssituation für Grünstrom; es ist jedoch zu beachten, dass die Verwertung von GC angesichts des nicht funktionierenden Marktes problematisch ist:

Ressource:	Preis für GC 2016 (Euro-Cent/kWh)			Anzahl GC	Marktpreis für Strom (est.) (Euro-Cent/kWh)	Gesamtpreis (est.) 2016** (Euro-Cent/kWh)
	Unter- grenze	Ober- grenze	Marktpreis (est.)*			
<b>WIND</b>	2,94	6,06	2,94	1,5	3,20	7,61 (12,29)
<b>PHOTOVOLTAIK</b>	2,94	6,06	2,94	3	3,20	12,02 (21,38)
<b>WASSER</b>						
neue Anlagen bis 10 MW	2,94	6,06	2,94	2,3	3,20	9,96 (17,14)
revitalisierte Anlagen bis 10 MW	2,94	6,06	2,94	2	3,20	9,08 (15,32)

\* Entspricht der Untergrenze, da seit Mitte 2015 kein besserer Preis erzielt wurde.

\*\* In Klammer der theoretische Höchstpreis, falls GC am oberen Ende des Preisbandes gehandelt werden können.

Die rumänische Regierung hat mit der Erlassung des Gesetzes 122/2015 im Juli 2015 reagiert. Mit diesem Gesetz werden einerseits kleinere Anlagen (bis 500 kW) einen **festen Feed-in-Tariff (FiT)** erhalten, andererseits wird das System der GC auch wieder auf Großanlagen über 125 MW installierter Leistung ausgedehnt. Die Durchführungsbestimmungen dazu hätten ursprünglich im Herbst 2015 erlassen werden sollen, das Energieministerium nennt aber »Probleme technischer, administrativer und steuerlicher Natur«, die zu einer – in Rumänien nicht unüblichen – Verzögerung führen. Details zu den anvisierten Tarifen können daher noch nicht genannt werden.



## EINSCHÄTZUNG

Der boom-artige Ausbau der EE in den Jahren 2011 bis 2013 ist durch die verschiedenen Anpassungen des Quotensystems zum Erliegen gekommen. Treibende Kraft war hier die Angst der Regierung vor zu hohen Strompreisen für die Konsumenten. Die Folge ist, dass viele Projekte mangels Vertrauen in die Stabilität des Quotensystems und damit fraglicher Rentabilität nicht weiter verfolgt werden; das gilt vor allem für Windkraftprojekte, die in den Gegenden abseits der Küstenregion am Schwarzen Meer geplant waren, wo die Windverhältnisse zwar nicht so vorteilhaft sind, dafür aber die Netzkapazität vorhanden wäre.

Der reguläre Markt für GC ist seit April 2014 zusammengebrochen; viele Projekte sind daher mit einem nachhaltigen Rentabilitätsproblem konfrontiert. Es ist derzeit nicht abzusehen, ob und wann sich der Markt für GC wieder normalisieren wird. Die Praxis zeigt eine Verschiebung zu bilateralen PPAs und eine Konzentration der Projekte bei großen, international aufgestellten Versorgern.

Die Änderungen durch das neue Gesetz betreffen Anlagen unter 500 kW Leistung und zielen somit auf den Sektor PV. Hier könnten sich durchaus neue Perspektiven eröffnen.

Unverändert schwierig zeigt sich auch die Netzqualität und -stabilität. Hier fehlen nach wie vor substanzielle Investitionen in den Netzausbau, sodass sich die nahe Zukunft von EE wohl im Bereich kleiner und mittlerer PV-Anlagen abspielen wird. Zusätzlich ist das Investitionsklima durch die unveränderte Zurückhaltung des Finanzsektors bei der Bereitstellung von Projektfinanzierungen betroffen.

### EINSCHÄTZUNG KOMMUNKREDIT AUSTRIA:

Anders als in Polen wurden bisher keine umfassenden Maßnahmen gesetzt, um das gescheiterte Quotensystem durch ein funktionierendes Förder-Regime zu ersetzen. Neue Anreize gibt es nur für mittlere Photovoltaik-Anlagen. Entsprechend gering sind die im Jahr 2015 getätigten Investitionen. Unter den gegebenen Bedingungen sind Projektfinanzierungen schwierig bzw. nur unter bestimmten Voraussetzungen darstellbar

### EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

Der Markt Grüner Zertifikate hat im Jahr 2015 keine vorteilhafte Preisentwicklung durchgemacht, besteht aber grundsätzlich weiter. Das Förderregime sollte, wenn die erforderlichen Verordnungen endlich erlassen werden, die Errichtung neuer Anlagen zulassen.

# Slowakei



Währung:	Euro (EUR)
Fläche:	49.035 km <sup>2</sup>
Bevölkerung in Mio.:	5,43
BIP in EUR Mrd.:	80,1
BIP in EUR pro Kopf:	14.915
Reales BIP-Wachstum in %:	3,6
Inflationsrate (VPI) in %:	1,4
Öffentl. Schuldenstand in % BIP:	53,6
Arbeitslosenrate in %:	11,1

Quelle: Prognose 2016, IMF 10/2015

## NATIONALER AKTIONSPLAN

Die Slowakei plant laut Nationalem Aktionsplan (NAP), den Anteil Erneuerbarer Energie (EE) am Gesamtenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 14 % anzuheben. Ausgehend von einem Anteil von 6,7 % im Jahr 2005 sollte dies vor allem mit dem Ausbau von Biomasse, gefolgt von Wasser- und Windkraftwerken erreicht werden.

In der Realität ist **Windkraft** vollkommen marginalisiert. Ein unattraktiver Einspeisetarif, bürokratische Hürden und immer wieder geäußerte Befürchtungen um die Netzstabilität haben dazu geführt, dass die installierte Kapazität 2015 bei nur 3 MW stagnierte. Wie unter diesen Umständen der NAP, der für das Jahr 2020 eine Kapazität von 350 MW vorsieht, erfüllt werden soll, bleibt unklar. Die EWEA schätzt das Potenzial mit vergleichsweise optimistisch mit 300 MW für 2020 und 300 bis 486 MW für 2030 ein.<sup>1</sup>

Anders verhält es sich mit **Photovoltaik (PV)**. Diese Technologie wurde nach Großwasserkraft und Biomasse als der erneuerbare Energieträger mit dem höchsten technisch nutzbaren Potenzial für die Stromerzeugung gesehen. Ähnlich wie in der benachbarten Tschechischen Republik wurde in den Jahren 2009 bis 2012 kräftig investiert, sodass Ende 2012 bereits 524 MWp am Netz waren. Damit war das NAP-Ziel von 300 MWp für das Jahr 2020 deutlich überschritten; die Regierung reagierte mit wiederholten Verschlechterungen der Förderung, sodass seither der weitere Ausbau im Umfeld kleinerer Aufdach-Anlagen angesetzt war. Die installierte Kapazität wird mit Ende 2015 auf rund 540 MWp geschätzt – nur unwesentlich mehr als Ende 2014.

<sup>1</sup> EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, Wind Energy Scenarios for 2030, www.ewe.org

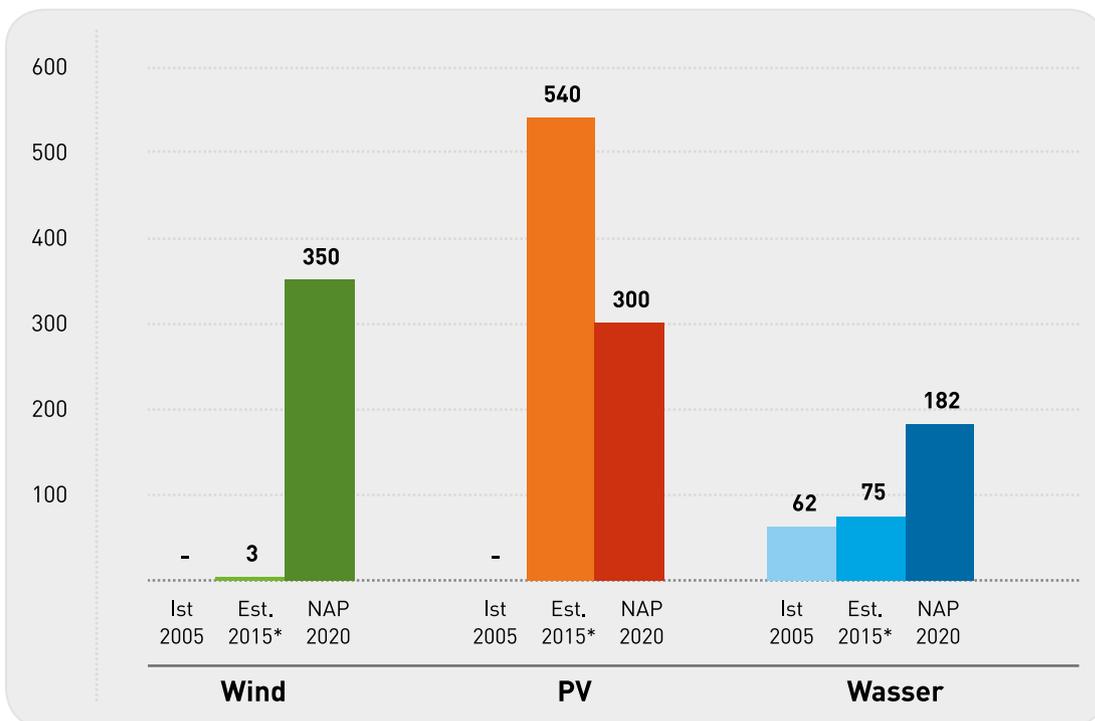
In der Slowakei spielt **Wasserkraft** eine bedeutende Rolle. Der Großteil der Ende 2015 installierten Kapazität von rund 1.660 MW entfällt jedoch auf Großkraftwerke. Der bis zum Jahr 2020 geplante Ausbau soll aber vor allem aus dem Bereich Kleinwasserkraft (bis 10 MW) kommen. Hier soll die Kapazität von 62 MW im Jahr 2005 auf 182 MW im Jahr 2020 fast verdreifacht werden. Ende 2015 waren rund 75 MW am Netz.

Die Energiepolitik in der Slowakei, die in einem vom Wirtschaftsministerium herausgegebenen Strategiepapier festgehalten ist, setzt eindeutig auf Kernenergie, die einen steigenden Anteil an der Stromproduktion übernehmen soll. Hier steht weniger der durch Klimaziele getriebene

Ausbau der EE im Vordergrund, sondern Themen wie niedrige Endverbraucherpreise, Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von Importen.

EE werden vor allem im Zusammenhang mit Wärmeerzeugung gesehen, wodurch der Fokus automatisch auf Biomasse gerichtet ist; diese Technologie ist jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Für die einzelnen Technologien ergibt sich grafisch dargestellt folgender Stand (in MW installierter Kapazität):



\* Die Zahlen »Est. 2015« beruhen teilweise auf Schätzungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

## TARIFSYSTEM

Die Tarifsituation hat sich Im Jahr 2015 nicht verändert. Weiterhin gilt das **Gesetz über die Förderung erneuerbarer Energiequellen** (Nr. 309/2009), das im Jahr 2009 in Kraft getreten ist und seither über zehnmal novelliert wurde, zuletzt mit Wirkung 1.1.2015. Bei praktisch jeder Novelle wurden die Rahmenbedingungen für EE verschlechtert. Verbessert wurde lediglich das Umfeld beim Betrieb von Kleinanlagen (bis 10kWp), der explizit als nicht unternehmerische Tätigkeit eingestuft wird, womit eine Reihe von Informations- und Meldepflichten wegfällt.

Der gewährte Tarif (FiT; Feed-in-Tariff) ist ein Fixpreis, der sich aus dem Marktpreis (im slowakischen EE-System »Preis für Verlustenergie« genannt) und einem Zuschlag zusammensetzt. Für Betreiber von Anlagen, die in die eng gesteckten Grenzen passen, ist nur dieser FiT relevant, für andere EE-Anlagen wird (bis zu einer oberen Kapazitätsgrenze von 125 MW) zwar die Abnahme des Grünstroms garantiert, aber eben nur zum niedrigeren Marktpreis. Die Laufzeit für all diese Regelungen ist 15 Jahre, mit Ausnahme von Kleinanlagen (bis 500 kW), für die die Einspeisegarantie zum Marktpreis auf Lebensdauer der Anlage gilt.

Eine lange diskutierte Sondersteuer auf Solarenergie ist letztendlich nicht eingeführt worden; sehr wohl jedoch eine Netzzugangsgebühr in der Höhe von maximal 0,50 EUR/MWh für Energiequellen, die in das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Ausgenommen sind hier kleine Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung bis zu 5 MW.

Bei der Inanspruchnahme einer staatlichen oder internationalen **Investitionsförderung** wird der gewährte Tarif um bis zu 16% gekürzt.



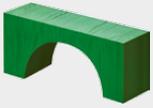
Der FiT für neue **Windkraftanlagen** bis zu einer installierten Leistung von 15 MW beträgt 6,25 Euro-Cent/kWh und wird über einen Zeitraum von 15 Jahren gewährt.



Strom aus **PV-Anlagen** wird nur gefördert, wenn dieser mit gebäudeintegrierten Anlagen mit einer Kapazität bis zu 30 kWp produziert wird. Der FiT beträgt 8,89 Euro-Cent/kWh über einen Zeitraum von 15 Jahren.



Für Strom aus neuen **Wasserkraftanlagen** erhält der Grünstromproduzent je nach installierter Leistung zwischen 9,80 Euro-Cent/kWh bis 11,13 Euro-Cent/kWh über einen Zeitraum von 15 Jahren.



Für 2016 ergibt sich somit für die Slowakei folgende Tarifsituation für Grünstrom:

Ressource:	Tarif 2016 (Euro-Cent/kWh)
<b>WIND</b> max. 15 MW	6,25
<b>PHOTOVOLTAIK</b> gebäudeintegriert (Dach, Fassade) max. 30 kWp	8,89
<b>WASSER</b> < 100 kW	11,13
> 101 kW bis max. 200 kW	10,92
> 201 kW bis max. 500 kW	10,68
> 501 kW bis max. 1 MW	10,52
> 1 MW bis max. 5 MW	9,80

## EINSCHÄTZUNG

Die unveränderten Rahmenbedingungen in der Slowakei sind nicht geeignet, beim Ausbau von EE echte Akzente zu setzen. Der interessanteste Bereich scheint Kleinwasserkraft zu sein; da gibt es ansprechende Tarife und auch tatsächliche Investitionstätigkeit, beispielsweise im Rahmen einer besseren Verwertung des hydroenergetischen Potenzials des Donau-Durchflusses in der Stufe Čunovo. Dort ist der Bau eines neuen Kleinwasserkraftwerkes mit einer Leistung von über 7 MW und einer Investitionssumme von rund 22 MEUR geplant.

Windkraft hingegen scheint auch weiterhin keine Zukunft zu haben. Unverändert wird hier die ablehnende Haltung mit der mangelnden Kapazität des Stromnetzes begründet; Photovoltaik ist de facto auf gebäudeintegrierte Anlagen beschränkt.

### EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Generell setzt die Slowakei weiterhin auf Kernenergie. Bei EE liegt der Schwerpunkt beim Ausbau von Biomasse-Kraftwerken, während Wind kaum wahrnehmbar ist und im Bereich Photovoltaik die Ziele bereits übertroffen wurden und nur noch Kleinanlagen gefördert werden. Interessante Chancen für Investoren sind im Bereich Kleinwasserkraft zu finden, wo nicht nur ein politischer Wille zu sehen ist, sondern auch konkrete Projekte in Planung und Umsetzung sind.

### EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

Bewilligung für Photovoltaik und Windparks sind in der Slowakei seit längerem – entgegen anderslautender politischer Aussagen – nicht erteilt worden. Zurzeit ist nicht damit zu rechnen, dass derartige Projekte umsetzbar sind.

# Slowenien



Währung:	Euro (EUR)
Fläche:	20.273 km <sup>2</sup>
Bevölkerung in Mio.:	2,07
BIP in EUR Mrd.:	39,4
BIP in EUR pro Kopf:	19.061
Reales BIP-Wachstum in %:	1,8
Inflationsrate (VPI) in %:	0,7
Öffentl. Schuldenstand in % BIP:	82,7
Arbeitslosenrate in %:	8,1

Quelle: Prognose 2016, IMF 10/2015

## NATIONALER AKTIONSPLAN

Der Nationale Aktionsplan (NAP) in Slowenien sieht vor, den Anteil Erneuerbarer Energie (EE) am Gesamtenergieverbrauch von 16,2% im Jahr 2005 auf ehrgeizige 25% im Jahr 2020 anzuheben. Erreicht werden soll das vornehmlich durch Investitionen in Biomasse- und Wasserkraftwerke. Ferner werden dezentrale Photovoltaik-Anlagen genannt, während Windenergie nur marginal berücksichtigt wird. Das Energieziel soll weiters durch Maßnahmen, die den Energieverbrauch insgesamt senken sollen, erreicht werden; im Zentrum der Überlegungen stehen hier vor allem Verbesserungen im Bereich Gebäudeisolation.

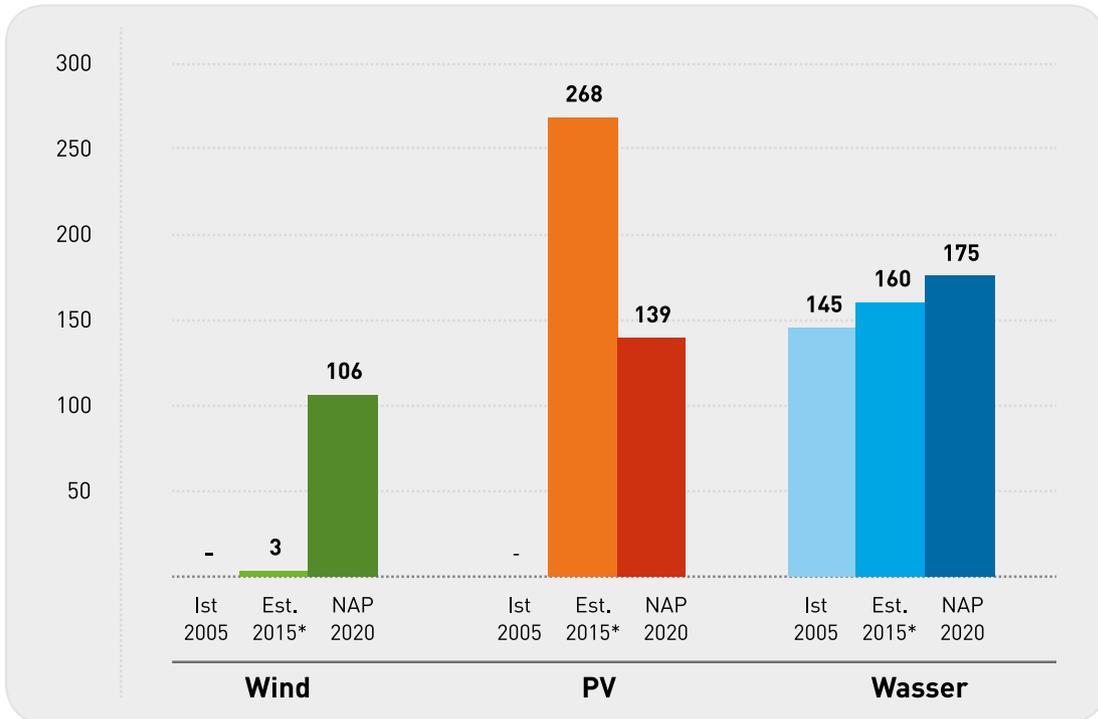
**Windkraft** ist in Slowenien kein Thema. Die installierte Kapazität stagniert bei 3,4 MW. Das im NAP genannte Ziel von 106 MW dürfte sicher nicht erreicht werden. Diese Ansicht wird auch von der eher optimistischen EWEA geteilt, sie schätzt die installierte Kapazität im Jahr 2020 auf 30 MW und die Bandbreite für 2030 auf 50 bis 75 MW; das ist bei weitem der niedrigste Wert der in dieser Studie untersuchten Länder.<sup>1</sup>

Der Bereich **Photovoltaik (PV)** konnte sich wesentlich besser entwickeln. Das NAP-Ziel von 139 MWp für das Jahr 2020 konnte hier bereits im Jahr 2012 deutlich übertroffen werden. Mit Ende 2015 waren bereits rund 268 MWp am Netz. Weitere Investitionen werden vor allem im Bereich der kleinen und mittleren Aufdach-Anlagen erwartet.

Die installierte Kapazität bei **Wasserkraft** (Klein- und Großwasserkraftwerke) soll im Jahr 2020 auf 1.354 MW steigen, davon 175 MW im Bereich der Kleinkraftwerke bis 10 MW Leistung. Da Ende 2015 bereits rund 160 MW installiert waren, erscheint das Ziel durchaus erreichbar. Größere Kraftwerke sind entlang der mittleren und unteren Save in Bau.

<sup>1</sup> EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, Wind Energy Scenarios for 2030, [www.ewea.org](http://www.ewea.org)

Für die einzelnen Technologien ergibt sich grafisch dargestellt folgender Stand (in MW installierter Kapazität):



\* Die Zahlen »Est. 2015« beruhen teilweise auf Schätzungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

## TARIFSYSTEM

Das Energiegesetz 2008 (Nr. 70/2009) und ergänzende Verordnungen über die Förderung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen ist die Basis des bisherigen Förderregimes in Slowenien.

Im März 2014 wurde dieses durch das neue Energiegesetz (Nr. 17/2014) in über 100 Punkten abgeändert; wesentliche Neuerungen sind der

Übergang zu einem Tender-Verfahren, in dem die Förderung von EE ausgeschrieben wird. Da die entsprechenden Durchführungsverordnungen noch immer fehlen, ist der erste, bereits im Herbst 2015 erwartete Tender noch nicht durchgeführt, und die zuständige slowenische Energieagentur nimmt daher zum Zeitpunkt der Drucklegung **keine neuen Projekte** an. Die folgende Beschreibung des Tarifsystems ist daher die Regelung aus 2015, ergänzt um aktualisierte Werte für 2016.

Das bisherige Förder-System für EE in Slowenien kennt zwei Arten von Förderungen, nämlich den »gesicherten Ankauf« zu einem festgelegten Fixpreis und die sogenannte Betriebsförderung (»Premium Tarif«). Letztere ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Marktpreis und den Produktionskosten; diese »Referenzkosten« werden je nach Technologie und Betriebsgröße jährlich neu festgelegt. Nur »qualifizierte Produzenten« können an dem Fördersystem teilnehmen, das waren aber in der Praxis alle Produzenten von EE, die den Genehmigungsprozess erfolgreich absolviert haben.

Das staatliche Unternehmen »Borzen« organisiert den Strommarkt in Slowenien und ist auch für die Vermarktung des Grünstroms aus gesichertem Ankauf (hier stellt der Betreiber nur eine Rechnung an Borzen) sowie die Auszahlung der Betriebsförderung (in diesem Fall verrechnet der Erzeuger den Strom mit dem Vertragspartner am freien Markt und erhält von Borzen nur die Betriebsförderung) zuständig.

Der gesicherte Ankauf erfolgt in der Regel zu den bei Vertragsabschluss mit Borzen geltenden Referenzkosten, die über die gesamte Vertragslaufzeit gleich bleiben.

Die Betriebsförderung errechnet sich nach folgender Formel:

Betriebsförderung =  
Referenzkosten – (Referenz-Marktpreis für elektrische Energie x Faktor B)

Der Referenz-Marktpreis für elektrische Energie sinkt tendenziell von Jahr zu Jahr. Lag er 2014 noch bei EUR 43,31/MWh, so betrug er 2015 nur mehr EUR 39,65/MWh; für 2016 liegt der Wert bei EUR 36,89/MWh. Da in den letzten Jahren bei Wind und Wasserkraft sowohl

die Referenzkosten als auch der Faktor B (der abhängig von Technologie und Kapazität zwischen 0,8 und 0,9 liegt) unverändert geblieben sind, bedeutet dies, dass aufgrund der oben erwähnten Formel die Betriebsförderung tendenziell steigt. Mit der Betriebsförderung kann somit ein höherer Gesamtpreis als bei gesichertem Ankauf erzielt werden; allerdings verbleibt das Vermarktungsrisiko zur Gänze beim jeweiligen Energieproduzenten.

Anders verhält es sich bei PV: hier wurden die Referenzkosten für PV mehrfach deutlich gesenkt, ab 2013 dann bis einschließlich September 2014 monatlich um 2%.

Die Förderung zum gesicherten Ankauf ist seit März 2014 nur für Anlagen mit weniger als 1 MW möglich (hier gilt ein Wahlrecht); größere Anlagen sind nur zum Erhalt der Betriebsförderungen berechtigt.

Die Laufzeit des Tarifs ist im Vertrag mit Borzen/CP geregelt und beträgt höchstens 15 Jahre. Sowohl der FiT (Feed-in-Tariff) als auch die zum Betriebsbeginn geltende Betriebsförderung bleiben dann für 15 Jahre unverändert.

Die anschließend angeführten Tarife verstehen sich vorbehaltlich der oben erwähnten, zu erwartenden Veränderungen im rechtlichen Umfeld



Der FiT für neue **Windkraftwerke** in Slowenien mit einer installierten Leistung bis 1 MW im Jahr 2016 liegt unverändert bei 9,54 Euro-Cent/kWh. Für größere Windparks gibt es nur die Betriebsförderung, die für Anlagen bis 10 MW bei 6,59 Euro-Cent/kWh und für Anlagen bis zu 125 MW bei 5,50 Euro-Cent/kWh liegt.



Der FiT für **PV-Anlagen** (gesicherter Ankauf zu den Referenzkosten) liegt 2016 für gebäudeintegrierte Anlagen bis 1 MWp zwischen 8,97 und 9,81 Euro-Cent/kWh; für Freilandanlagen bis 1 MWp zwischen 8,49 und 9,22 Euro-Cent/kWh. Die Betriebsförderung für Solarenergie ergibt sich für das Jahr 2016 rechnerisch für gebäudeintegrierte Anlagen mit rund 2,40 bis 6,57 Euro-Cent/kWh, für Freilandinstallationen mit rund 2,67 bis 5,98 Euro-Cent/kWh.



Der FiT für **Wasserkraftwerke** bis 1 MW liegt 2016 unverändert zwischen 9,26 und 10,55 Euro-Cent/kWh (gesicherter Ankauf zu den Referenzkosten); die Betriebsförderung liegt zwischen 4,34 Euro-Cent/kWh für Großanlagen bis 125 MW und 7,37 Euro-Cent/kWh für Anlagen < 50 kW.

Für 2016 ergibt sich somit für Slowenien folgende theoretische Tarifsituation für Grünstrom aus Neuanlagen:

Ressource:	FiT-Tarif 2016 (Euro-Cent/ kWh)	Ref.-Markt 2016 (Euro-Cent/ kWh)	Betriebs- förderung 2016 (Euro-Cent/ kWh)	Mögl. Gesamtpreis 2016 (Euro-Cent/ kWh)
<b>WIND</b>				
< 10 MW	9,54 *	3,69	6,59	10,28
von 10 bis 125 MW	n/a	3,69	5,50	9,19
<b>PHOTOVOLTAIK</b>				
Aufdach-Anlagen < 50 kWp	9,81	3,69	6,57	10,26
Aufdach-Anlagen von 50 kWp bis 1 MWp	8,97	3,69	5,73	9,42
Aufdach-Anlagen von 1 MWp bis 10 MWp	n/a	3,69	4,09	7,78
Aufdach-Anlagen von 10 MWp bis 125 MWp	n/a	3,69	2,40	6,09
Freiland-Anlagen < 50 kWp	9,22	3,69	5,98	9,66
Freiland-Anlagen von 50 kWp bis 1 MWp	8,49	3,69	5,25	8,94
Freiland-Anlagen von 1 MWp bis 10 MWp	n/a	3,69	3,49	7,18
Freiland-Anlagen von 10 MWp bis 125 MWp	n/a	3,69	2,67	6,36
<b>WASSER</b>				
< 50 kW	10,55	3,69	7,37	11,06
von 50 kW bis 1 MW	9,26	3,69	6,09	9,78
von 1 MW bis 10 MW	n/a	3,69	4,91	8,60
von 10 MW bis 125 MW	n/a	3,69	4,34	8,03

\* nur bis 1 MW

## EINSCHÄTZUNG

Leider fehlen auch zum Zeitpunkt der Drucklegung noch immer die Verordnungen, mit denen das geplante Tendersverfahren konkretisiert wird. Die Auswirkung der neuen Gesetzeslage kann daher noch nicht wirklich eingeschätzt werden.

Dem Vernehmen nach sollen jedenfalls die Fördermittel für neue Projekte betragsmäßig begrenzt und jährlich von der Regierung neu festgelegt werden. Wie hoch diese Mittel tatsächlich sein werden, ist noch nicht bekannt; kolportiert wird ein Betrag von 10 MEUR für das Jahr 2016.

Im Rahmen des Auktionsverfahrens kann es durchaus dazu kommen, dass sich die Prioritäten innerhalb der EE-Technologien verschieben.

### EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Hohe Standards bei Rechtssicherheit und wirtschaftliche Stabilität bieten grundsätzlich ein positives Investitionsklima. Derzeit herrscht allerdings praktisch Investitions-Stillstand, weil die neue Gesetzeslage mangels Verordnungen noch nicht anwendbar ist.

Ähnlich wie in der Slowakei ist Windenergie marginalisiert, während die Ziele bei Photovoltaik bereits deutlich übertroffen wurden.

### EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

In Slowenien ist seit Jahren kaum Fortschritt in Richtung Investitionssicherheit festzustellen.



# Tschechien



Währung:	Tschechische Krone (CZK)
.....	
Wechselkurs	
EUR : CZK im Jänner 2016	27,027
.....	
Fläche:	78.867 km <sup>2</sup>
.....	
Bevölkerung in Mio.:	10,54
.....	
BIP in EUR Mrd.:	173,9
.....	
BIP in EUR pro Kopf:	16.497
.....	
Reales BIP-Wachstum in %:	2,6
.....	
Inflationsrate (VPI) in %:	1,5
.....	
Öffentl. Schuldenstand in % BIP:	40,0
.....	
Arbeitslosenrate in %:	4,9
.....	

Quelle: Prognose 2016, IMF 10/2015

## NATIONALER AKTIONSPLAN

Tschechien ist nach Frankreich und Deutschland der drittgrößte Strom-Exporteur in der EU. Die wichtigste Energiequelle für die Stromerzeugung ist Kohle aus inländischer Förderung, gefolgt von Kernenergie. Die im Nationalen Aktionsplan (NAP) festgelegten Ziele sind gemessen am Europäischen Durchschnitt recht niedrig: Der Anteil Erneuerbarer Energie (EE) am Gesamtenergieverbrauch soll von 6,1 % im Jahr 2005 auf 14,0 % im Jahr 2020 erhöht werden. Erreicht werden soll das vor allem mit einer Steigerung der Energieeffizienz und einer Verschiebung des Energiemix von Braun- und Steinkohle zu EE.

Im Bereich **Wind** blieb die installierte Kapazität im Jahr 2015 mit 282 MW unverändert; damit hat man sich vom NAP-Zwischenziel von 373 MW erneut weiter entfernt. Da die Förderung für neue Wind-Projekte bereits mit Jänner 2014 eingestellt wurde, kommen von dieser Seite auch keine neuen Impulse. Trotz dieser schwierigen Rahmenbedingungen sieht die EWEA für das Jahr 2020 ein Potenzial von 1.000 MW (der NAP schreibt hier 573 MW vor). Für 2030 schätzt die EWEA eine ungewöhnlich große Bandbreite von 1.040 bis 4.320 MW.<sup>1</sup>

Auch für **Photovoltaik (PV)** gibt es seit Jänner 2014 keine Förderung mehr. Dies ist jedoch insofern nachvollziehbar, als durch den Ausbau-Boom der Jahre 2009 bis 2011, der durch extrem günstige Bedingungen befeuert wurde, die installierte Kapazität Ende 2015 schon bei 2.123 MWp lag. Damit ist das NAP-Ziel von 2.118 MWp für das Jahr 2020 bereits jetzt überschritten.

Im Bereich **Wasserkraft** sieht der NAP bis zum Jahr 2020 einen überschaubaren Ausbau von 10 MW bei Großkraftwerken (ohne Pumpspeichwerke) auf 753 MW vor. Die Kapazität von

<sup>1</sup> EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, Wind Energy Scenarios for 2030, [www.ewea.org](http://www.ewea.org)

Kleinwasserkraftwerken unter 10 MW Leistung soll von 277 MW im Jahr 2005 auf 344 MW erhöht werden. Dieses Ziel wurde Ende 2015 bereits erreicht.

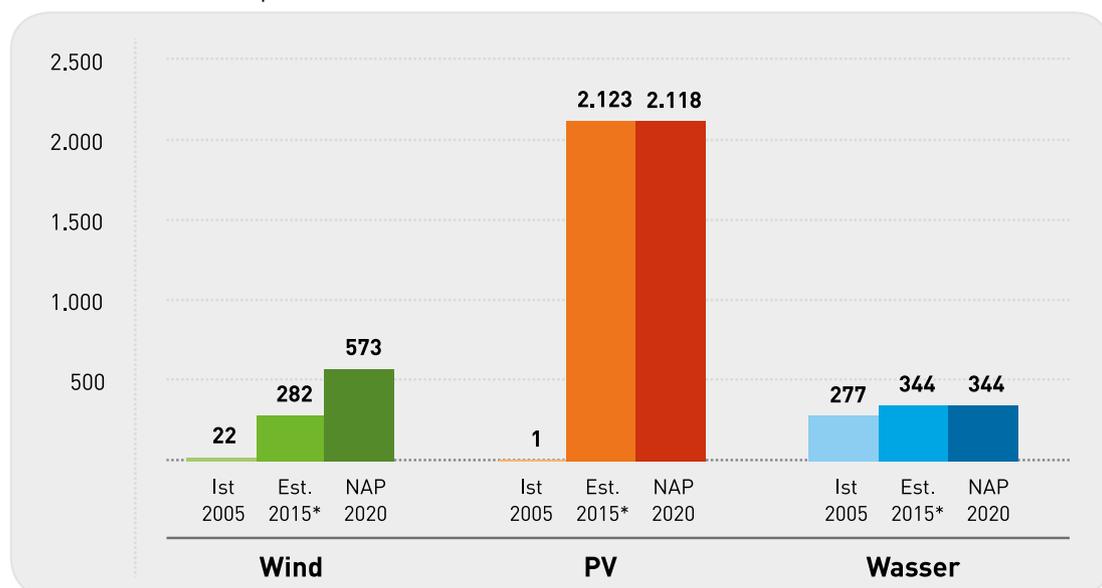
Da sowohl bei PV als auch bei Wasserkraft aus dem NAP kein Druck zum weiteren Ausbau kommt, festigt sich der Eindruck, dass ein weiterer nennenswerter Ausbau von EE (mit Ausnahmen im Bereich Biomasse) politisch keine Priorität hat. Das im Jahr 2012 veröffentlichte **staatliche Energiekonzept** nennt folgerichtig als wesentliches Ziel die Versorgungssicherheit für die Bevölkerung zu akzeptablen Preisen. Vorrang vor der weiteren Förderung von EE (die auch als Preistreiber für den Endverbraucher angesehen wird), hat der Ausbau der Übertragungsnetze. Anders als im benachbarten Deutschland gibt es auch ein klares Bekenntnis zum Ausbau der Kernkraft.

## TARIFSYSTEM

Gesetzliche Grundlagen sind vor allem das tschechische Energiegesetz sowie das tschechische EEG. Ergänzend regeln mehrere Verordnungen (475/2005, 51/2006 und 140/2009 etc.) den Anschluss ans Stromverteilernetz, die Regulierung der Preise etc.

Das alte EEG-Gesetz Nr. 180/2005 über die Förderung von erneuerbaren Energiequellen wurde zum 1. Jänner 2013 aufgehoben und durch das Gesetz Nr. 165/2012 über geförderte Energiequellen ersetzt. Im Oktober 2013 folgte schließlich die Gesetzesnovelle 310/2013, die durch die faktische Einstellung der EE-Förderung ab dem 1. Jänner 2014 sowie die Bestätigung der umstrittenen Solarabgabe eine wesentliche Verschlechterung der Situation für EE-Produzenten gebracht hat.

Für die einzelnen Technologien ergibt sich grafisch dargestellt folgender Stand (in MW installierter Kapazität):



\* Die Zahlen »Est. 2015« beruhen teilweise auf Schätzungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

Anspruch auf Förderungen haben seither nur noch Kleinst-Windanlagen (bis zu 100 kW Leistung, sofern die Baugenehmigung vor dem 2. Oktober 2013 erteilt wurde und die Inbetriebnahme bis zum 31. Dezember 2015 erfolgte) sowie Wasserkraftanlagen bis zu 10 MW Leistung.

Betreiber von Altanlagen (das sind solche, die bis zum 31. Dezember 2012 ans Netz gegangen sind) sowie Betreiber von Wasserkraftwerken bis 10 MW und sonstigen EE-Anlagen bis 100 kW installierter Leistung haben nach wie vor die Möglichkeit, zwischen FiT (Fixpreis; Feed-in-Tariff) und dem jährlich festgesetzten Grünen Bonus, welcher zusätzlich zum Marktpreis ausbezahlt wird, zu wählen. Die Wahl kann **jährlich einmal** getroffen werden, nämlich jeweils im November, mit Wirksamkeit zum 1.1. des folgenden Jahres.

Alle übrigen Anlagenbetreiber von EE-Projekten haben seit dem 1. Jänner 2013 nur mehr die Möglichkeit, den Grünen Bonus zu akzeptieren – ein FiT steht nicht mehr zur Wahl. Der Grüne Bonus wird für diese Anlagen jedoch auf Stundenbasis ermittelt und schwankt dementsprechend stark, gilt aber als marktorientierter als der jährlich festgesetzte. Dieser **stündliche Grüne Bonus** ist auch je nach Technologie und Jahr der Inbetriebnahme unterschiedlich hoch und wird auf der Website der Tschechischen Strombörse OTE veröffentlicht.



Für **Windkraft-Neuanlagen** ist die Übergangsfrist für Kleinanlagen (bis 100 kW), die vor dem 2. Oktober 2013 genehmigt wurden, ist mit dem 31. Dezember 2015 ausgelaufen. Ab dem 1. Jänner 2016 gibt es somit für Neuanlagen keine Förderungen mehr.



Die Förderungen für Neuanlagen im Bereich **PV** wurden bereits im Jahr 2014 zur Gänze eingestellt.



Für **Kleinwasserkraftwerke** (bis 100 kW) gibt es nach wie vor die Wahlmöglichkeit zwischen FiT und dem jährlich festgesetztem Grünen Bonus. Für größere Anlagen (bis zu 10 MW) kommt der stündliche Grüne Bonus zur Anwendung; dieser betrug im Jänner 2016 durchschnittlich CZK 2.448/MWh (9,06 Euro-Cent/kWh).

Verschiedene einschränkende Regeln, die seit 2013 gelten, bleiben weiterhin in Kraft, darunter die mögliche Zwangsabschaltung in Notsituationen (z. B. bei unbalanciertem Netz), ferngesteuerte Abschaltungsmöglichkeit, eine Entsorgungsverpflichtung für PV-Module und andere, für die Investitionssicherheit eher nachteilige Bestimmungen.

Für 2016 ergibt sich daher für Tschechien folgende Tarifsituation für Grünstrom aus Neuanlagen:

Ressource:	FiT-Tarif 2016 (CZK/kWh)	FiT-Tarif 2016 (Euro-Cent/kWh)	Grüner Bonus 2016 (CZK/kWh)	Grüner Bonus 2016 (Euro-Cent/kWh)	Gesamtpreis* 2016 (Euro-Cent/kWh)
<b>WIND</b> kapazitätsunabhängig	-	-	-	-	
<b>PHOTOVOLTAIK</b> kapazitätsunabhängig	-	-	-	-	
<b>WASSER</b> bis 100 kW	<b>3,30</b>	<b>12,19</b>	<b>2,60</b>	<b>9,60</b>	<b>12,80</b>
von 100 kW bis 10 MW	-	-	<b>2,45 **</b>	<b>9,06</b>	<b>12,26</b>

\* Möglicher Gesamtpreis unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Marktpreises von 3,20 Euro-Cent/kWh.

\*\* Durchschnittswert Jänner 2016

## EINSCHÄTZUNG

Ein skurril anmutender Kompetenzstreit bei der Regulator-Behörde ERU (es geht dabei um die EU-Konformität des bisherigen Förder-Systems) hat dazu geführt, dass es bis zum 29. Dezember 2015 keine Preisentscheidung über die Förderungshöhe für Altanlagen gegeben hat. Dieses fragile Umfeld, die de-facto Beendigung der EE-Förderung für Neuanlagen (außer Kleinwasserkraft) ab 2014, und die Tatsache, dass die Regierung die Weichen in Richtung Atomenergie gestellt hat, bietet für Neuinvestitionen in EE-Anlagen nur geringe Anreize.

### EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Seit dem Ausbau-Boom bei Photovoltaik in den Jahren 2009-2011 hat man in Tschechien zahlreiche Schritte gesetzt, um weitere Investitionen in Erneuerbare Energie möglichst unattraktiv zu machen. Das Resultat ist ein Stillstand beim Ausbau in praktisch allen Technologien. Das gleichzeitig ausgesprochene Bekenntnis zu Kernkraft lässt aktuell auch weiterhin keine Akzente zur Belebung der Investitionstätigkeit in EE erwarten.

### EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

Der Neubau von Erneuerbare Energie-Anlagen ist seit Jahren auf beinahe Null zurückgegangen. Der Verkauf von Bestandsanlagen ist jedoch bemerkenswert angestiegen.

# Ungarn



Währung:	Forint (HUF)
Wechselkurs EUR: HUF im Jänner 2016	314,68
Fläche:	93.028 km <sup>2</sup>
Bevölkerung in Mio.:	9,84
BIP in EUR Mrd.:	112,8
BIP in EUR pro Kopf:	11.462
Reales BIP-Wachstum in %:	2,5
Inflationsrate (VPI) in %:	2,3
Öffentl. Schuldenstand in % BIP:	74,2
Arbeitslosenrate in %:	7,0

Quelle: Prognose 2016, IMF 10/2015

## NATIONALER AKTIONSPLAN

Der Nationale Aktionsplan (NAP) in Ungarn sieht im Jahr 2020 einen Anteil der Erneuerbaren Energie (EE) am Gesamtenergieverbrauch von 14,65% vor; dieser Wert erscheint zunächst nicht sehr ehrgeizig, muss aber auf der Basis des niedrigen Ausgangswerts von 4,2% aus dem Jahr 2005 gesehen werden. Eine aktualisierte, im Jahr 2012 veröffentlichte innerstaatliche Nationale Energiestrategie Ungarns reicht bis ins Jahr 2030 und hat den Wert für 2020 unverändert gelassen. Abgesehen von Initiativen im Bereich Geothermie und Biomasse (die jedoch nicht im Fokus dieser Studie stehen) herrscht seit mehreren Jahren praktisch Stillstand beim Ausbau von Windkraft, Photovoltaik (PV) und Wasserkraft.

**Windenergie** ist in Ungarn weiterhin nur eine Randerscheinung. Während die EWEA das Potenzial dieser Technologie für das Jahr 2020 mit rund 600 MW, für 2030 sogar mit 925 bis 1.051 MW beziffert, setzt die Regierung keinerlei Initiativen. Nach wie vor wird die unregelmäßige Einspeisung in die Netze als Risikofaktor gesehen. Mit Hinweis auf den Übergang zum neuen Tarifsysteem »METÁR« (siehe unten – Tarifsyste-me), dessen Umsetzung seit Jahren verzögert wird, sind seit 2011 keine weiteren Lizenzen für Großanlagen erteilt worden, und die installierte Kapazität stagniert daher bei 329 MW.<sup>1</sup>

Ähnlich scheint die Haltung zu **Solarenergie** zu sein, die in Ungarn weder im NAP noch im tatsächlichen Ausbau eine ausgeprägte Rolle spielt. Trotz des zweifellos vorhandenen Einstrahlungspotenzials werden kaum Anreize geboten, PV-Anlagen in größerem Ausmaß zu errichten. Das Ziel im NAP sieht für das Jahr 2020 eine installierte Kapazität von lediglich 63 MWp vor. Mit den Ende 2015 installierten rund 76 MWp (davon die überwiegende Mehrheit in Form von kleinen Haushaltsanlagen) ist zwar

<sup>1</sup> EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, Wind Energy Scenarios for 2030, www.ewea.org

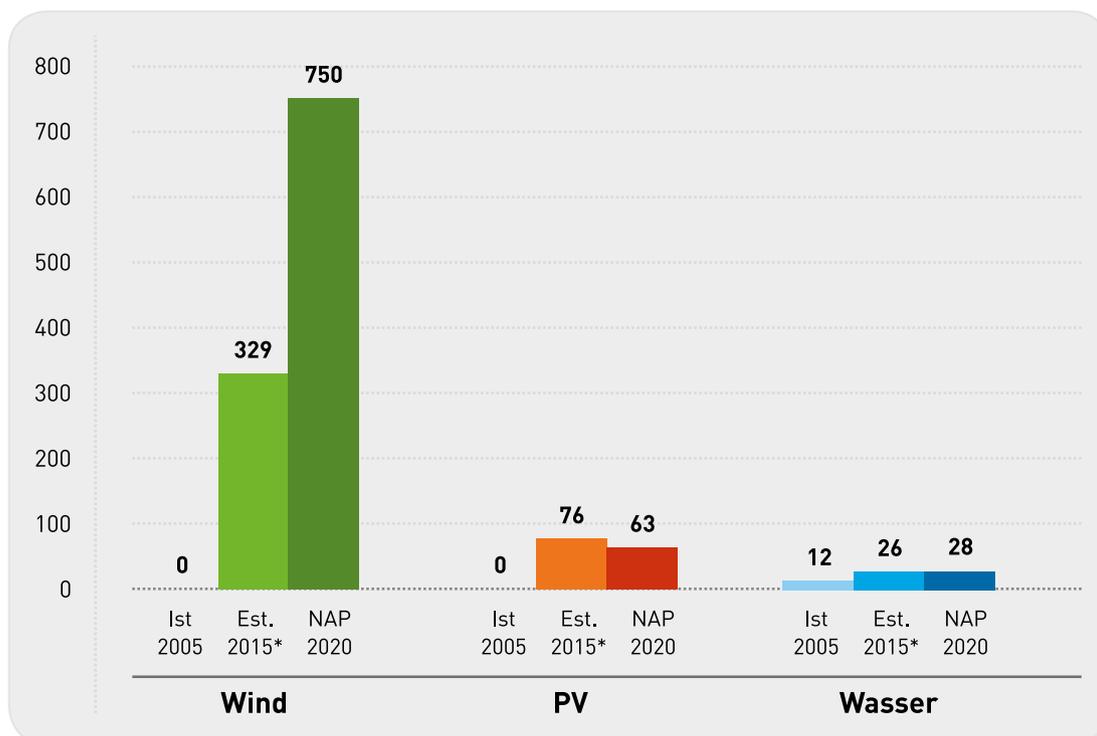
das NAP-Ziel für das Jahr 2020 bereits erfüllt, aber die Stagnation im Windbereich kann damit wohl nicht kompensiert werden.

Auch **Wasserkraft** spielt in Ungarn nur eine untergeordnete Rolle, da wirkliche Großkraftwerke zur Gänze fehlen. Die Topografie sowie Bedenken in Hinblick auf Hochwasserschutz begrenzen auch die Möglichkeiten, kleinere und mittlere Kraftwerke wirtschaftlich zu betreiben. Der zu verzeichnende Kapazitätswachstum kommt daher folgerichtig aus neuen Klein- und Mikro-Kraftwerken (bis 10 MW). Das NAP-Ziel in von 28 MW ist bereits Ende 2015 annähernd erreicht.

## TARIFSYSTEM

Das Tarifsystem in Ungarn wird nach wie vor durch das Gesetz Nr. LXXXVI aus 2007 über Elektrische Energie geregelt. Es wird durch eine Reihe von Verordnungen, die beispielsweise die Abnahmepflicht für Grünstrom sowie verschiedene Aspekte des Netzzugangs regeln, ergänzt. Das Tarifsystem (»KAT«) ist ein reines Einspeisetarifsysteem; die Preise sind abhängig von Technologie, Kapazität der Anlage und Tageszeit der Einspeisung (hier werden drei Zeitzonen unterschieden).

Für die einzelnen Technologien ergeben sich somit grafisch dargestellt folgende Ziele (in MW installierter Kapazität):



\* Die Zahlen »Est. 2015« beruhen teilweise auf Schätzungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

Dass eine gleichmäßige Netzauslastung ein Thema ist, wird auch durch Rahmenbedingungen wie jederzeit mögliche Begrenzung der Einspeisemengen und umfangreiche Prognose-Pflichten für Produzenten von EE.

Die festgelegten Tarife unterliegen einer **Wertsicherung** in HUF. Diese betrifft alle Anlagen, für die nach dem 1.1.2008 der Antrag bei der ungarischen Energiebehörde MEH gestellt wurde. Die Tarifanpassung berücksichtigt die Inflation sowie eine »Effizienzreduktion«. Für ältere Anlagen wird voller Inflationsausgleich gewährt. Tatsächlich führt diese Wertsicherung regelmäßig zu niedrigeren Tarifen in Landeswährung. Nach einer durchschnittlichen Senkung 2015 um 1,1% haben sich die **Tarife** 2016 für neuere Anlagen aufgrund dieser Regelung erneut um 1,15% gegenüber dem Vorjahr **reduziert**.

Sowohl die Laufzeit als auch eventuelle maximale Einspeisemengen über die Laufzeit werden von der Energiebehörde individuell festgelegt und berücksichtigen die Rentabilität der Projekte sowie allfällige zusätzliche Investitionsförderungen.

Die Ablöse des bestehenden Systems »KAT« durch das neue System »METÁR« wird schon seit dem Jahr 2013 auf die lange Bank geschoben. Ob neuesten Meldungen, denen zufolge dieses System mit Anfang 2017 in Kraft treten soll, vertraut werden kann, bleibt abzuwarten; ebenso, welche grundlegenden Änderungen damit kommen sollen.



Der FiT (Feed-in-Tariff) für **Windkraftwerke** in Ungarn beträgt 2016 für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 50 MW tageszeitabhängig HUF 12,96-35,50/kWh, das sind rund 4,12-11,28 Euro-Cent/kWh; hier handelt es sich

allerdings um einen rein theoretischer Wert, da neue Lizenzen ausschließlich im Rahmen eines Tendersverfahrens (in dem Tarif, Laufzeit und Einspeisemenge ausgeschrieben werden) vergeben werden. Da jedoch seit über fünf Jahren keine einzige Ausschreibung erfolgt ist, liegen dazu keine Details und Erfahrungswerte vor.



Neu genehmigte **Photovoltaikanlagen** mit einer Kapazität bis 20 MWp erhalten im Jahr 2016 einen FiT von HUF 31,77/kWh (rund 10,10 Euro-Cent); für Anlagen zwischen 20 MWp und 50 MWp beträgt der FiT abhängig von der Tageszeit HUF 10,36–28,39/kWh (rund 3,29–9,02 Euro-Cent/kWh).



Der FiT für neue **Kleinwasserkraftwerke** (bis 5 MW) liegt tageszeitabhängig bei HUF 12,96–35,50/kWh (rund 4,12–11,28 Euro-Cent/kWh). Strom aus größeren Anlagen wird mit HUF 14,13–22,07/kWh (rund 4,49–7,01 Euro-Cent/kWh) vergütet.

**Für 2016** ergibt sich somit in Ungarn für neu genehmigte Anlagen folgende Tarifsituation für Grünstrom. Der Tarif für Großanlagen (> 50 MW) ist unabhängig von der eingesetzten Technologie derselbe wie für Wasserkraftwerke mit einer Kapazität von über 5 MW, wurde in Ermangelung solcher Projekte aber bisher nicht angewendet. An Werktagen werden drei Zeitzonen unterschieden: Spitzenlast (MEZ 06:00–22:00 Uhr), Grundlast (MEZ 22:00–01:30 Uhr und 05:00–06:00 Uhr) sowie Tiefgrundlast (MEZ 01:30–05:00 Uhr); an Sonn- und Feiertagen gibt es nur zwei Zonen, nämlich Grundlast (06:00–01:30 Uhr) und Tiefgrundlast (01:30–06:00 Uhr). Abhängig von der Tageszeit ergeben sich damit erhebliche Tarifunterschiede:

<b>Ressource:</b>	<b>Tarif 2016</b> (HUF/kWh)	<b>Tarif 2016</b> (Euro-Cent/kWh)
<b>WIND</b>		
bis 50 MW, Spitzenlastperiode	<b>35,50</b>	<b>11,28</b>
bis 50 MW, Grundlastperiode	<b>31,77</b>	<b>10,10</b>
bis 50 MW, Tiefgrundlastperiode	<b>12,96</b>	<b>4,12</b>
<b>PHOTOVOLTAIK</b>		
< 20 MWp	<b>31,77</b>	<b>10,10</b>
> 20 bis 50 MW, Spitzenlastperiode	<b>28,39</b>	<b>9,02</b>
> 20 bis 50 MW, Grundlastperiode	<b>25,42</b>	<b>8,08</b>
> 20 bis 50 MW, Tiefgrundlastperiode	<b>10,36</b>	<b>3,29</b>
<b>WASSER</b>		
< 5 MW, Spitzenlastperiode	<b>35,50</b>	<b>11,28</b>
< 5 MW, Grundlastperiode	<b>31,77</b>	<b>10,10</b>
< 5 MW, Tiefgrundlastperiode	<b>12,96</b>	<b>4,12</b>
> 5 MW, Spitzenlastperiode	<b>22,07</b>	<b>7,01</b>
> 5 MW, Grundlast- und Tiefgrundlastperiode	<b>14,13</b>	<b>4,49</b>



## EINSCHÄTZUNG

Die ungarische Regierung zeigt offenbar kein Interesse, EE in großem Stil voranzutreiben. Besonders das völlige Fehlen von Initiativen bei Windkraft sowie die ständige Verschiebung des neuen Vergütungssystems lassen daran zweifeln, dass sich das Investitionsklima für ausländische Investoren verbessern wird.

Die Kapazitätswachse, die in den letzten Jahren zu beobachten waren, sind dementsprechend gering; will Ungarn jedoch ernsthaft seine EE-Ziele erreichen, können sich hier interessante Chancen eröffnen.

### EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Grundsätzlich könnte sich in Ungarn EE gut entwickeln; die klimatischen Voraussetzungen (Wind, Sonne) sind gegeben, die geförderten Tarife sind im oberen Bereich des Spektrums, und die NAP-Ziele sind bei Wind noch lange nicht erreicht und bei Photovoltaik – durch diverse größere Projekte mit entsprechenden Sponsoren und bilateralen Abnahmeverträgen – seit 2015 knapp übererfüllt. Allerdings wartet die Branche hier schon seit mehreren Jahren auf das neue Tarifsysteem, ohne das keine neuen Ausschreibungen oder Lizenzvergaben erfolgen. Eine Änderung ist hier nicht in Sicht.

Zusammen mit dem politischen Kurs der ungarischen Regierung sowie einem gewissen Währungsrisiko ergibt sich für Investoren ein mäßig attraktives Umfeld.

### EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

Die rechtlichen Rahmenbedingungen sind in Ungarn besser als erwartet. Ein Manko ist aber, dass Finanzierungen weitgehend fehlen.



Fokusthema  
Geothermie



# Geothermie

Autor: Marian Ivanov

## Technologie

Geothermie nutzt im Allgemeinen die Erdwärme zur Heizung und/oder Stromerzeugung, wobei zwischen oberflächennaher Geothermie und Tiefengeothermie unterschieden wird.

Bei der oberflächennahen Geothermie werden Bohrungen bis in maximal 400 m Tiefe getrieben, wo eine Temperatur von maximal 25°C herrscht. Dementsprechend werden Wärmepumpen eingesetzt, um das Temperaturniveau weiter anzuheben und somit Wasser für die Raumheizung auf die notwendige Vorlauftemperatur zu erhitzen.

Bei der Tiefengeothermie wird Wärme in 400 m bis 6.000 m Tiefe entzogen, wobei grundsätzlich zwei verschiedene Technologien – hydrothermale und petrothermale Geothermie – zur Anwendung kommen. Bei der hydrothermalen Geothermie wird das heiße Wasser aus tief gelegenen Wasserschichten an die Erdoberfläche gepumpt. Damit eine ausreichend hohe Wassertemperatur erreicht wird, werden Bohrtiefen von meist mehr als 2.000 m benötigt. Das hoch gepumpte Wasser wird dann über eine zweite Bohrung wieder in die unterirdischen Wasserschichten zurück gepumpt. Bei der petrothermalen Geothermie wird dagegen Wasser über Bohrungen unter hohem Druck direkt in das bis zu 180°C heiße trockene Gestein mit geringer Durchlässigkeit für Wasser in 2.000 m bis 6.000 m Tiefe gepresst. Durch ein zweites Rohr wird das nach unten gepresste Wasser, das durch das heiße Gestein erwärmt wurde, nach oben befördert.

Die bisher größte Herausforderung dieser Technik besteht in der Herstellung genügend

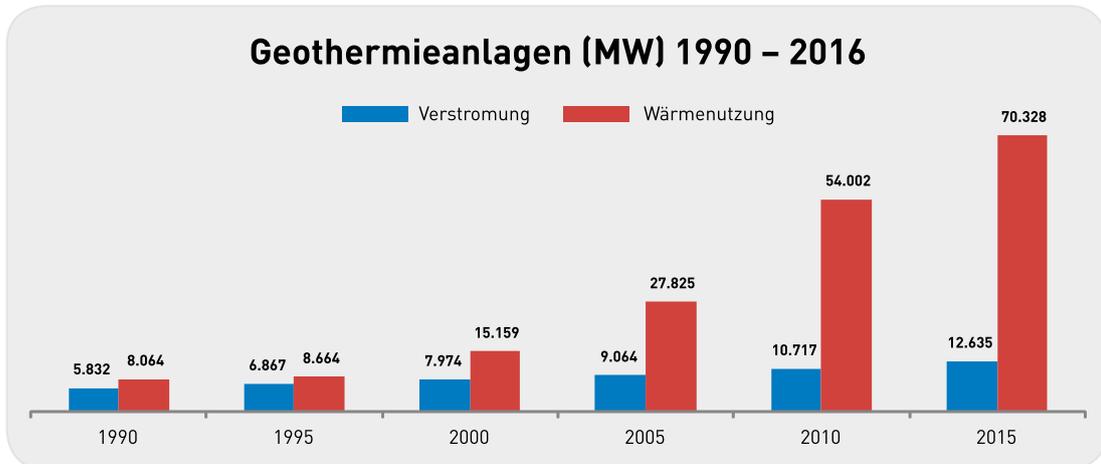
durchlässiger Wasserflussverbindungen zwischen den Bohrungen und deren Aufrechterhaltung. Das Potenzial der petrothermalen Geothermie ist im Vergleich zur hydrothermalen wesentlich höher, da hier keine mit Thermalwasser gefüllte tiefliegende Wasserschicht notwendig ist.

Bei Wassertemperaturen höher als 100°C kann bei der Tiefengeothermie in einem Dampfkraftwerk wirtschaftlich Strom erzeugt werden. Dazu werden spezielle Turbinenarten, sogenannte Organic-Rankine-Cycle (ORC) Turbinen, benötigt, die durch Flüssigkeiten mit einem niedrigeren Siedepunkt, wie Ammoniak betrieben werden. Da diese Turbinen meist einen geringen Wirkungsgrad aufweisen (Anmerkung: nur rund 1/10 der Wärme wird in der Regel in Strom umgewandelt), ist für diesen Kraftwerkstyp die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung sehr sinnvoll bzw. auch wirtschaftlich notwendig, um die restliche Wärme, die nicht zur Stromerzeugung nutzbar ist, in das Nahwärmenetz einzuspeisen.

Da die Bodentemperaturen in der Regel das ganze Jahr über relativ konstant sind, ist auch die Wärme- und Stromgewinnung aus Kraftwerken mit Tiefengeothermie weniger fluktuierend als bei Wind oder Sonne. Somit kann diese Technologie verlässlich Grundlaststrom erzeugen.

## Markt

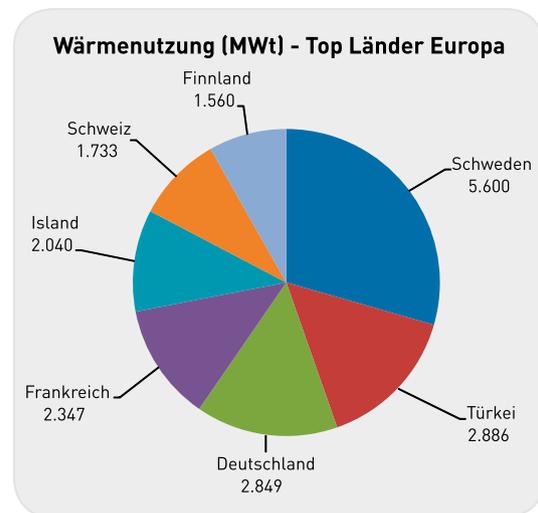
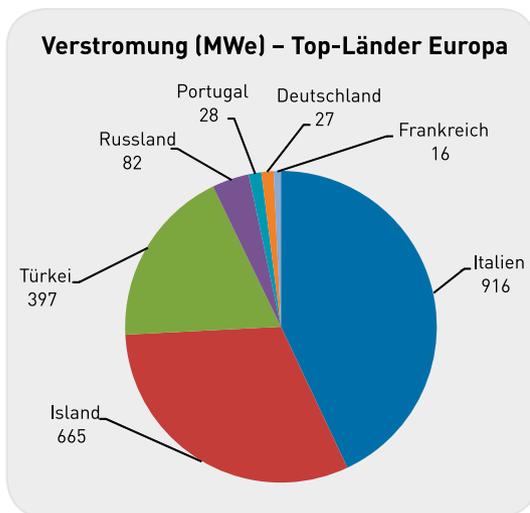
Die weltweite Geothermiekapazität ist seit 1990 sowohl im Bereich der Wärmeversorgung als auch im Bereich der Stromerzeugung, wie die nachfolgende Abbildung darstellt, stetig gestiegen.

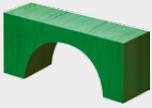


Quelle: International Geothermal Association

**Weltweit** verfügen die USA mit 3.450 MWe gefolgt von den Philippinen (1.870 MWe) und Indonesien (1.340 MWe) über die größte installierte Kapazität zur geothermalen Stromerzeugung. Im Bereich Wärmenutzung verfügt wiederum China (17.870 MWt) gefolgt von den USA (17.416 MWt) und Schweden (5.600 MWt) über die größte installierte Kapazität.

Das Bild für **Europa** wird anhand der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Diese gibt eine Übersicht über die Länder, die über die größte installierte Kapazität an geothermale Stromerzeugung bzw. Wärmenutzung verfügen.





## NAP-Ziele

Die NAP-Ziele der in der vorliegenden Studie analysierten Länder sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Land	Stromerzeugung (MWe)		Wärmenutzung* (1.000 t RÖE)	
	2005	2020	2005	2020
Österreich	1	1	19	40
Deutschland	0,2	298	12	686
Bulgarien	0	0	1**	9
Kroatien	0	10	0	15,7
Polen	0	0	23**	178
Rumänien	0	0	17	80
Slowakei	0	30	3	90
Slowenien	0	0	16	20
Tschechien	0	4	0	15
Ungarn	0	57	101**	357

\* Außer Niedertemperatur-Erdwärme in Wärmepumpenanwendungen

\*\* 2010

Die Analyse der NAP-Ziele zeigt, dass Deutschland das größte Potenzial für Entwicklung von Geothermieprojekten – sowohl im Bereich Stromerzeugung als auch im Bereich Wärmenutzung – aufweist.

252 EUR/MWh für einen Zeitraum von 20 Jahren in das öffentliche Netz einzuspeisen. Diese Einspeisevergütung reduziert sich ab dem Jahr 2018 um 5% pro Jahr.

## Rahmenbedingungen

Da das größte Potenzial für die Entwicklung von Geothermieprojekten in Deutschland gegeben ist, wird an dieser Stelle die Einspeisevergütung für Geothermieprojekte in Deutschland kurz erläutert. So sind gemäß dem Erneuerbaren Energiegesetz in Deutschland Geothermieprojekte berechtigt, die erzeugte Strommenge zu einem festen Einspeisetarif von derzeit

## Besonderheiten der Projektstruktur

Für Entwicklung und Finanzierung von Geothermieprojekten kommen grundsätzlich alle marktüblichen Projekt- bzw. Finanzierungsstrukturen für Erneuerbare Energieprojekte zur Anwendung. Eine Besonderheit der Geothermieprojekte sind die damit verbundenen Bohr- und/oder Fündigkeitsrisiken sowie etwaige seismische Risiken während der Bau- und/oder Betriebsphase. Um sich gegen solche Risiken

abzusichern, ist auf eine robuste Versicherungsstruktur sowie auf vorhandenes Know-how der involvierten Parteien (Projektentwickler, Bohrunternehmer, Berater etc.) zu achten.

## Einschätzung

Da es sich bei der Geothermie, insbesondere wenn es um Stromerzeugung geht, um eine im Vergleich zu Wind, Solar und Wasser noch nicht weit verbreitete Erneuerbare Energietechnologie handelt, ist grundsätzlich festzuhalten, dass die Finanzierung von Geothermieprojekten, insbesondere in Form einer Projektfinanzierung eine intensivere Auseinandersetzung mit möglichen Risiken voraussetzt.

Ungeachtet der Notwendigkeit einer intensiven Risikoanalyse, einer stabilen risikoresistenten Vertragsstruktur und spezifischen Know-hows bietet sich vor allem in Deutschland aufgrund einerseits der stabilen regulatorischen Rahmenbedingungen und der damit verbundenen hohen Investitions- bzw. Planungssicherheit sowie andererseits der hohen NAP-Ziele ein überdurchschnittliches Geschäftspotenzial für die Entwicklung und die Finanzierung von Geothermieprojekten.





A photograph of an offshore wind farm. The image is dominated by a close-up, low-angle view of a white wind turbine's nacelle and hub in the foreground, with several other turbines receding into the distance over a vast blue ocean under a clear sky. The text 'Fokusthema Offshore' is overlaid on the left side of the image.

Fokusthema  
Offshore



# Offshore

Autorin: Marie-Laure Bourat

Co-Autor: Erwin Solleder

Offshore Wind ist innerhalb der EE eine eigene Industrie, die von der Onshore-Windbranche unabhängig zu sehen ist. Logistik, Fundamente, Stromanbindung, die Turbinen- und Projektgrößen, Marketplayer sowie die Kosten für Bau und Betrieb etc. differieren erheblich, so dass bei näherer Betrachtung klar wird, dass wir uns hier auf Neuland bewegen. In Zahlen zeigt sich das bei einer durchschnittlichen Turbinengröße von 4,2 MW und Projekten mit 400 MW und mehr bzw. einem Investvolumen jenseits von EUR 1 Mrd.

Dennoch gehört Offshore-Windenergie für mehr als 160 österreichische Firmen bereits zum Alltag. Zulieferfirmen wie der Kranhersteller Palfinger (Plattformkräne), die Geislinger GmbH (Kupplungen), das Siemens Werk Weiz (Transformatoren) und Bachmann Electronics (Automatisierungslösungen) profitieren vom Boom in dieser Sparte.

Nach teilweise enormen Anfangsschwierigkeiten weist die Offshore-Industrie eine hohe Lernkurve in den letzten Jahren auf und hat mittlerweile einen hohen Industrialisierungsgrad erreicht, was am Beispiel des Windparks Amrunbank (von eon im Februar 2016 in Betrieb genommen) deutlich zu sehen ist. Amrunbank wurde im Zeit- und Kostenbudget errichtet, was fast eine Premiere darstellt: Kostenpunkt EUR 1 Mrd., Bauzeit 2 Jahre.

Ende 2015 waren die top installierten Leistungen in Europa wie folgt:

Land	MW installiert
Großbritannien	5.061
Deutschland	3.295
Dänemark	1.281
Belgien	712
Niederlande	427
Schweden	202

Offshore Wind entwickelte sich zu einem der schnellst wachsenden Trends in der europäischen Projektfinanzierungslandschaft. Im Jahr 2015 wurden laut der Datenbank/Plattform »Inspiratia« alleine im vierten Quartal 2015 mehr als EUR 7,1 Mrd. in Offshore-Projekte investiert. Um nur ein paar zu nennen: Nordsee 1, Veja Mate, Gode Wind, Nobelwind, Galloper.

Der Zubau Offshore im Jahr 2015 erfolgte im Wesentlichen in Deutschland, Großbritannien, den Niederlanden und Schweden, wobei in Deutschland in Summe zwei Mal so viel wie in sämtlichen anderen Staaten gemeinsam neu installiert wurde.

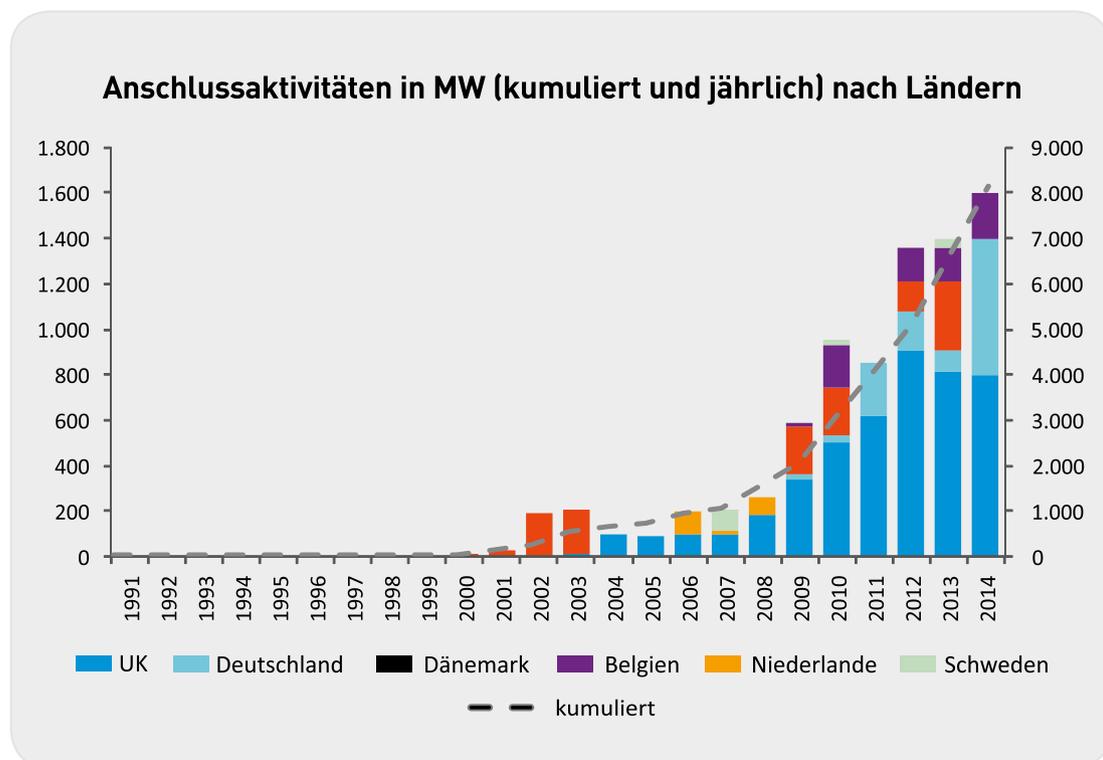
Vor Deutschlands Küsten sind aktuell 13 Windparks mit 3,3 GW am Netz angeschlossen, wovon 2/3 erst in 2015 errichtet wurden. Die offiziell geplanten 6,5 GW per Ende 2020 werden voraussichtlich um mehr als 1 GW übertroffen werden (7,4 – 7,7 GW exp.). Einziges Manko sind neben den notwendigen Netzverstärkungen und -ausbauten vor allem die hohen Erzeugungskosten von aktuell 14 - 15 Euro-Cent/kWh.

Der Preis- und Effizienzdruck wird aber spätestens mit den Auktionsrunden kommen – ab 2017.

2016 weist bereits eine volle Pipeline auf, die die finanzierenden Banken für das gesamte Jahr beschäftigen wird. Einige Transaktionen davon wurden freilich bereits in 2015 und davor begonnen, wie Beatrice, Neart na Gaoithe und Dudgeon im UK. Andere, wie das Projekt Merkur (bekannt als MEG1), suchen bereits am Markt einen Mandated Lead Arranger. 2016 wird auch

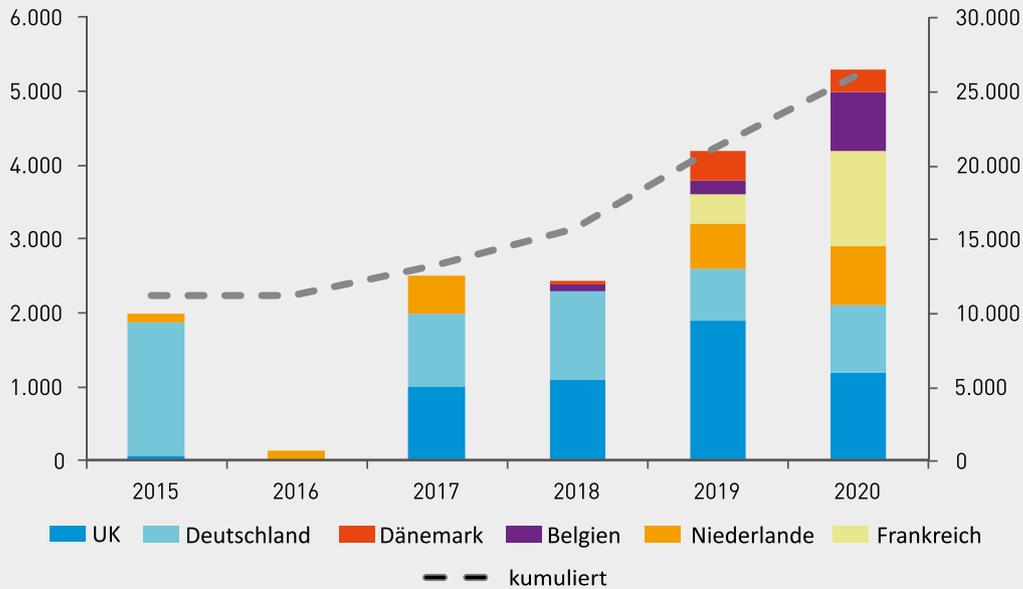
der finanzielle Kick-off vom Projekt Hohe See (= der erste Offshore Windpark, wo ein Vertrag für Turbinen und Fundamente gemeinsam vergeben wurde) in Deutschland, von Rentel und Norther in Belgien, und unter Umständen Broselee 1 und 2, erwartet. Die französischen Offshore-Projekte werden ebenfalls in 2016 auf den Markt treten.

Der Enthusiasmus von Entwicklern und finanzierenden Instituten für Offshore Wind ist nicht neu – wie die folgende Grafik zeigt:



Quelle: GROW: Offshore Wind, 2015

### Vorschau der Anschlussaktivitäten in MW (kumuliert und jährlich) nach Ländern – von Juni 2015 bis Ende 2020



Quelle: GROW: Offshore Wind, 2015

Aber die Zukunft bleibt eine Herausforderung – trotz oder wegen des kontinuierlichen Wachstums und angesichts der Tatsache, dass die Projekte, wenn sie kommissioniert werden, bereits mehr als zwei Jahre vorher finanziert wurden:

Wenn man nur auf einige wenige Länder fokussiert, die im Bereich Offshore aktiv sind, wird man mit einer Vielzahl an Möglichkeiten konfrontiert, wie nur in wenigen anderen Bereichen der Projektfinanzierung – siehe auch die folgende Grafik auf Seite 79.

Förderungen, oft in Form von Premiumtarifen oder FiT haben den Sektor – durch stabile Cashflows – attraktiv gemacht und ziehen langfristig institutionelle Investoren an. Stabile Rahmenbedingungen sind der Ausgangspunkt für die Finanzierbarkeit eines jeden Offshore-Windprojekts.

**Marktüberblick Offshore – exemplarisch**

	<b>Belgien</b>	<b>Frankreich</b>	<b>Deutschland</b>
<b>Installierte Leistung</b>	0,7 GW	0 GW	1 GW
<b>Geplante Leistung bis 2020</b>	2,2 GW	3 GW	6,5 GW
<b>Fördersystem</b>	Feed-in-Premium	Feed-In-Tariff (FiT)	Feed-In-Premium
<b>Vergütungssatz</b>	Differenz zwischen garantier-tem Tarif und Energiepreis abzüglich ca. 10%	Abhängig vom spezifischen Projekt	Differenz zwischen garantiertem Tarif und Marktpreis
<b>Laufzeit der Vergütung</b>	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
<b>Netzzugang</b>	Kann durch den Windpark errichtet werden, dann kommt höherer FiP zur Anwendung	Kann durch den Windpark errichtet werden, dann kommt höherer FiT zur Anwendung	Kontrahierungs-pflicht

**Marktsicht**

Wie generell bei Projektfinanzierungen, erhält jedes Projekt seine einzigartige Struktur und Replizieren ist kaum bzw. nur teilweise möglich, da die Transaktion für das jeweilige Risikoprofil maßzuschneidern ist.

Spezielle Merkmale von Offshore-Windtransaktionen umfassen den Netzzugang, der auf Hoher See einfach komplizierter zu bewerkstelligen ist und vorher i.d.R. dort nicht benötigt wurde. Mitigation für diese Aspekte ist – nach mehreren Projekten, die meisten davon in Deutschland – gelernt. Netzzugang ist heutzutage entweder in der Verantwortung des Übertragungsnetzbetreibers mit entsprechendem Anreizsystem oder kann von den Projektbetreibern errichtet werden, die dafür durch höhere Vergütungssätze kompensiert werden.

Auf der Errichtungsseite sind – trotz mehrerer Jahre Praxis – multiple Verträge mit verschiedenen Lieferanten immer noch die Regel. Der klassische GU-Vertrag mit Fixpreis und Fixdatum bleibt nach wie vor ein Ideal bei

Offshore-Transaktionen. Banken und mittlerweile auch Institutionelle mussten sich an diese Regel anpassen und haben hierzu eine Reihe von vorbeugenden Maßnahmen entwickelt. Nach wie vor ist die Bonität der Hauptlieferanten essenziell, daneben spielen Schnittstellen, gemanagt durch führende strategische Sponsoren, geteilte oder gesplittete Errichtungsverträge, größere Notfallreserven, bedingte Facilitäten etc. eine große Rolle.

2015 erblickte den Eintritt von zahlreichen neuen Akteuren, sowohl auf der Eigen- als auch auf der Fremdkapitalseite als auch im Graubereich dazwischen – dem Mezzanin. Während Banken sich auf die Fremdkapitalfinanzierung fokussierten (nicht zuletzt wegen nach wie vor attraktiver Margen um die 200 bps), boten institutionelle Investoren Eigenkapital, Fremdkapital, Mezzanin oder einen Mix an.

Angesichts größerer Auswahl bei der Finanzierung ist es Dong Energy gelungen, einen Deal gänzlich ohne Bank abzuwickeln.

Dong gab den ersten Europäischen Offshore Project Bond aus – unter der Führung des deutschen Versicherungsunternehmens Talanx.

Das Interesse institutioneller Investoren an Offshore-Windtransaktionen ist sehr vielfältig (Aegon, Blackstone, Pension Danmark, PKA, Industries Pension, La Banque Postale Asset Management, Marguerite, TCW, PGGM). Einige der Marktteilnehmer sind bereits länger aktiv, andere Institutionelle kommen erst neu auf den Markt.

Mit steigender Zahl der Marktteilnehmer wird auch der Markt sehr liquide. Wurden die ersten Deals nicht ohne Beteiligung von EIB oder KfW umgesetzt, gibt es bereits die ersten Deals ohne Einbindung einer der beiden Großbanken – siehe Beispiele wie das Projekt »Nordsee« oder »Gode Wind«. Ist das ein Trend? Ist damit die unterstützende Rolle der öffentlichen Institutionen obsolet? Nun, die enormen Summen, die durch den Juncker-Plan zur Verfügung stehen, könnten diese Vermutung widerlegen. Und Zugang zu billigem Kapital wird vom Eigenkapitalgeber immer nachgefragt werden.

## Refinanzierung

In allen anderen EE-Projektfinanzierungssegmenten wie Onshore Wind oder Photovoltaik, kommt es häufig zur Refinanzierung. Diese Transaktionen nutzen die historisch niedrige Zinslandschaft. Sogar am jungen Offshore-Markt gibt es bereits erste Refinanzierungen. Den Beginn machte im Jänner 2015 der Kauf von Baltic 2 durch Macquarie mit der Refinanzierung dieses gerade im Bau befindlichen Projektes. In Belgien folgten die Refinanzierungen der Projekte Meerwind und Belwind.

## Einschätzung

Offshore Wind wird in 2016 ein sehr aktives Segment für Projektfinanzierungen sein. Obwohl es noch vor wenigen Jahren als zu riskant und abenteuerlich gesehen wurde, führt die wachsende Erfahrung und Routine der Marktteilnehmer – sowohl auf der Eigen- als auch auf der Fremdkapitalseite – zu einer ständig höheren Standardisierung.



Fokusthema

# Finanzierungs- instrumente für den Bereich Erneuerbare Energien





# Finanzierungsinstrumente für den Bereich Erneuerbare Energien – Schwerpunkt Projektfinanzierung

Autor: Elvir Ziga

Neben der Förderung von Projekten im Bereich Erneuerbare Energien bedarf es i.d.R. zusätzlich einer Fremdfinanzierung. Unter dem Begriff werden sämtliche Maßnahmen subsumiert, die zur Deckung eines offenen Kapitalbedarfs dienen.

## **Klassische Unternehmensfinanzierung**

Im Rahmen der klassischen Unternehmensfinanzierung wird der Projektentwickler typischerweise den Kredit auf die eigene Bilanz aufnehmen. Außerdem kann der Kredit oder das Darlehen durch eine eigens gegründete Gesellschaft (Projektgesellschaft) aufgenommen werden, wobei der Projektentwickler eine Haftung nach § 1357 ABGB gibt. In beiden Fällen übernimmt der Initiator des Projektes eine Verpflichtung, die sich dann durch ihre direkte oder indirekte Ausprägung charakterisiert.

Vorteil: Hohe Flexibilität des Instruments in Hinblick auf Laufzeit, Tilgungsstruktur und Fixierung der Verzinsung

Nachteil: Der Projektentwickler hat das Projekt und damit auch die Schulden auf der eigenen Bilanz. Die Fungibilität des Projektes ist damit auch sehr stark eingeschränkt.

## **Leasing**

Aus dem Englischen: Begriff für mieten, pachten bzw. überlassen. Leasing ist eine Variante – je nach Struktur – auch ohne Bilanzverlängerung die Finanzierung eines Projektes durchzuführen. In Hinblick auf Maastricht-Relevanz ist zwischen Finanzierungsleasing und Operate Leasing zu unterscheiden.

## **Anleihenfinanzierung**

Da Anleihen regulatorischen Rahmenbedingungen unterliegen, sind sie grundsätzlich ein eher weniger flexibles Finanzierungsinstrument als ein Kredit. Zudem ist eine Anleihe nicht auf jede Tilgungsstruktur anwendbar und sie kann in der Regel nur einmalig zum Zeitpunkt der Emission in Anspruch genommen werden. Dementsprechend sind Anleihenemissionen sehr schwer anwendbar bei der Finanzierung von Erneuerbare Energien-Projekten.

## **Forderungskauf**

Im Mittelpunkt dieses Finanzierungsinstrumentes ist ein Vertrag (Leistungsvertrag) über die Beschaffung einer bestimmten Leistung. Aus diesem Vertrag ergibt sich eine Forderung zur Bezahlung der erbrachten Leistung. Die finanzierende Bank kauft die Forderungen ab, wobei mit dem Schuldner vereinbart wird, die Investitionskosten über mehrere Jahre direkt an die Bank rückzuführen.

## **Projektfinanzierung**

Eine Projektfinanzierung ist ein sehr häufig angewandtes Finanzierungsinstrument bei erneuerbaren Kraftwerksprojekten, da diese Finanzierungsform die Verschuldungsquote beim Projektentwickler reduziert. Daraus ergibt sich die Möglichkeit, die finanziellen Ressourcen besser zu verteilen und Potenziale für alternative Vorhaben zu schaffen.

Unter einer Projektfinanzierung ist die Finanzierung eines Projektes, bei welcher primär auf die Cashflows des spezifischen Vorhabens als Quelle der Rückführung der Finanzierung sowie auf das Projekt selbst als Sicherheit abgestellt wird, zu verstehen.

Seitens der Kreditgeber wird auf die Bonität des Projektes, nicht auf jene der dahinter stehender Investoren abgestellt. Für die Beurteilung des jeweiligen Projektes dient der zukünftig resultierende Cashflow der Projektgesellschaft über die Finanzierungslaufzeit. Der Regress gegenüber dem Sponsor ist üblicherweise ausgeschlossen oder zumindest stark eingeschränkt. Daher dient als Besicherung das Investitionsobjekt, wobei man gesondert noch zusätzliche Sicherheiten vereinbaren kann.

Hauptmerkmale einer Projektfinanzierung

- Rating einer Projektgesellschaft hängt vom erwarteten Cashflow ab
- Geringe bis gar keine Rückgriffsrechte auf den Sponsor
- Das Projekt ist aus der Bilanz des Sponsors isoliert und der wirtschaftliche Erfolg scheint in der Projektgesellschaft auf

Entscheidend für das Gelingen einer Projektfinanzierung ist die adäquate Aufteilung der Risiken auf die Projektparteien. Es sollte immer diejenige Projektpartei das Risiko tragen, welche es auch am besten einschätzen und beurteilen kann.

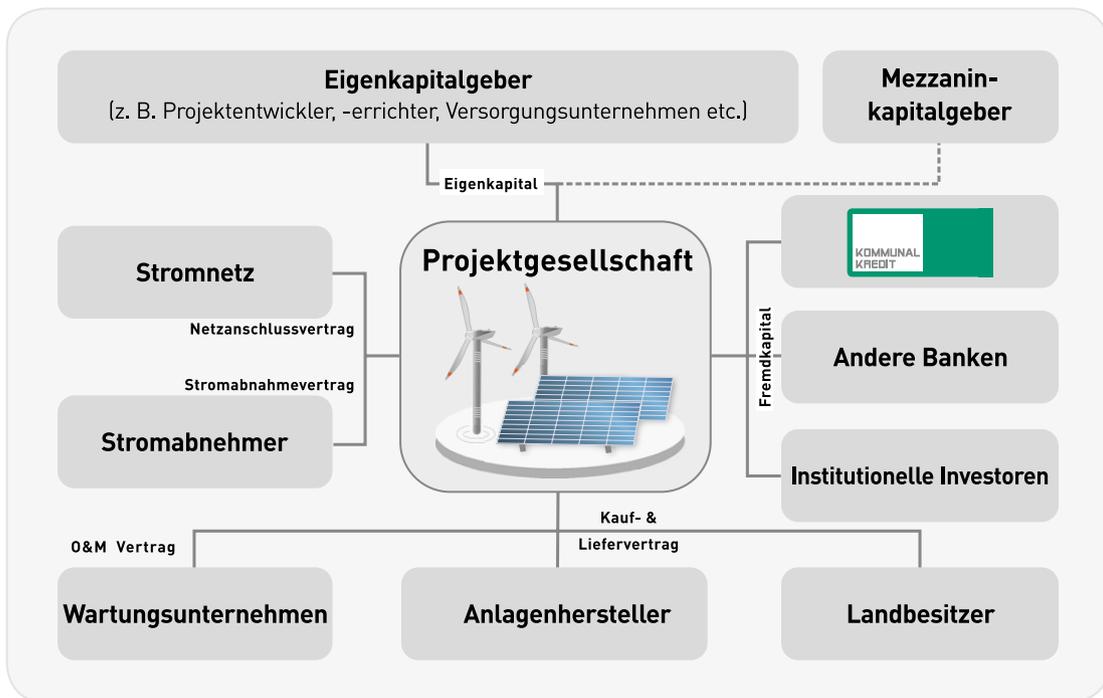


Abbildung 1: Beispiel für eine typische Projektstruktur im Bereich Erneuerbare Energien

Meist sieht man Projektfinanzierungen ab einem Volumen von über EUR 10 Mio., da die Umsetzung mit einem erheblichen Strukturierungsaufwand verbunden ist.

Voraussetzungen für eine Projektfinanzierung

- Gründung einer eigens für das Projekt gewidmeten Gesellschaft
- Business Plan für zumindest den Zeitraum in der das Fremdkapital in der Projektgesellschaft vertreten ist (üblich sind bestimmte vorher zu vereinbarende Finanzkennzahlen wie beispielsweise Schuldendienstdeckungsquoten – siehe Abbildung 2)
- Üblich sind eine rechtliche und technische Due Diligence für das gegenständliche Projekt
- Potenzielle Risiken müssen durch langfristige Verträge mitigiert werden

**Exkurs:  
Bürgerbeteiligungsmodelle**

Gerade in den letzten Jahren sieht man vermehrt Bürgerbeteiligungsmodelle bei Energieprojekten. Einerseits wird damit die Lücke zum fehlenden Kapital geschlossen, andererseits versucht man durch die direkte oder indirekte Beteiligung der Bevölkerung vor Ort die Akzeptanz zu erhöhen.

Die verschiedenen Beteiligungsformen unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich Haftung und der Gewinnbeteiligungsmöglichkeiten. Unter diesem Gesichtspunkt ist das Bankwesengesetz (BWG) zu beachten und zu prüfen, ob die gewählte Form dem Kapitalmarktgesetz (KMG) unterliegt. Beim Anbieten von Wertpapieren ist die Erstellung eines Prospektes verpflichtend. Hierzu gibt es entsprechende Ausnahmen, die von der Prospektspflicht befreien.

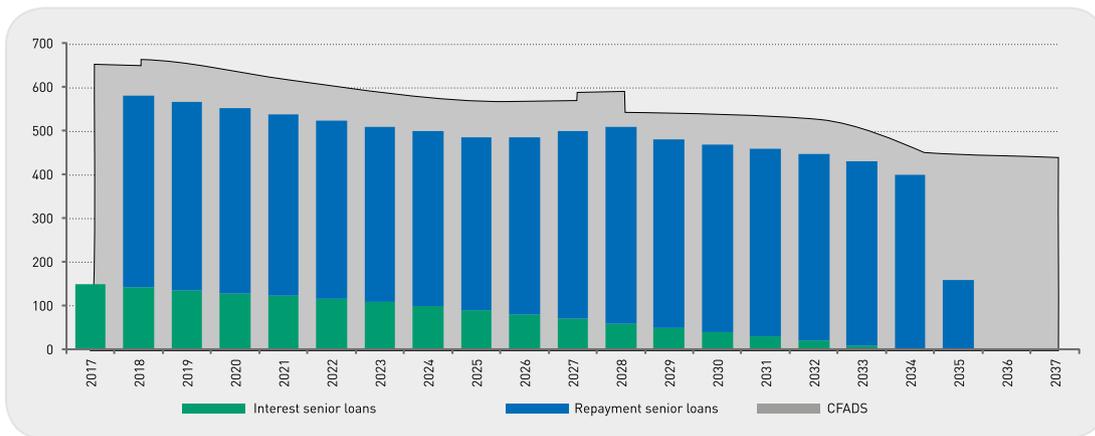


Abbildung 2: Beispiel für eine Cashflow Waterfall – CFADS (in grau) im Vergleich zum Schuldendienst – Debt Service (Balken)

# Die Autoren



## **green pilot gmbh**

Mag. Helmut Hofer-Gruber  
Mag. Erwin Solleder, MBA

Die Autoren bedanken sich bei den Co-AutorInnen  
Marie-Laure Bourat (Masters Degree in Corporate Finance),  
Mag. Marian Ivanov und  
Mag. Elvir Ziga  
für ihre Beiträge zu den Fokusthemen .

---

### **Kontakt:**

Tel.: +43 664 3 555 700  
office@greenpilot.at  
www.greenpilot.at



# Die Herausgeber



## Kommunalkredit Austria AG

**Wir machen Projekte für Soziale Infrastruktur, Energie und Umwelt sowie Verkehr nachhaltig erfolgreich.**

Als Österreichs Bank für Infrastruktur und Kompetenzzentrum für kommunale und infrastrukturelle Projektlösungen fokussiert die Kommunalkredit auf: Soziale Infrastruktur, Energie & Umwelt und Transport. Der geografische Fokus erstreckt sich neben dem Kernmarkt Österreich auf Deutschland, die Schweiz und angrenzende EU-Mitgliedstaaten – insbesondere im EURO-Raum. Die Kommunalkredit pflegt gute Verbindungen zur Öffentlichen Hand und arbeitet intensiv mit namhaften supranationalen Institutionen wie EIB, KfW, EBRD, OECD zusammen. Die Beteiligungen Kommunalkredit Public Consulting und KommunalNet ergänzen das Leistungsspektrum der Kommunalkredit mit technischer Expertise und Netzwerkkompetenz.

Unsere Aktivitäten konzentrieren sich auf die Finanzierung und Strukturierung von Infrastrukturprojekten, das Refinanzierungs- und Beratungsgeschäft sowie das Förderungsmanagement. Derzeit arbeiten rund 300 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im Unternehmen mit Sitz in Wien.

Der Bereich Energie & Umwelt umfasst Projekte zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, Energieversorgung, Energieeffizienz, Wasserversorgung und -entsorgung sowie Abfallbehandlung.

Weitere Informationen finden Sie unter [www.kommunalkredit.at](http://www.kommunalkredit.at).

---

### **Kontakt:**

Dr. Jörg Autschbach  
Leiter Vertrieb

Kommunalkredit Austria  
Tel.: +43 (0)1/31 6 31 -150  
E-Mail: [j.autschbach@kommunalkredit.at](mailto:j.autschbach@kommunalkredit.at)



## Saxinger Chalupsky & Partner Rechtsanwälte GmbH (SCWP Schindhelm)

SCWP Schindhelm ist eine international tätige Allianz von Wirtschaftskanzleien und eine der führenden Kanzleien in Österreich, mit speziellem Fokus auf Energierecht und Beratung bei Projektentwicklung und Finanzierungen von Energieprojekten weltweit.

Im internationalen Energierechtsteam arbeiten weltweit mehr als 35 Juristen mit langjähriger Erfahrung im Bereich von Energieprojekten und Energieprojektfinanzierung sowie Energiehandel.

Die Expertise der Juristen des Energierechtsteams umfasst die Strukturierung komplexer Fusionen und Übernahmen, den Verkauf von Vermögenswerten an Gesellschaften, Dienstleistungen und Beratungen auf dem Alternativennergiesektor sowie regulatorische Problematiken.

Diese Erfahrung beruht auf dem multidisziplinären Team von SCWP Schindhelm, welches einerseits aus Juristen besteht, die mit der Branche Erneuerbare Energie eng vertraut sind, da sie mit Unternehmen in dieser Branche eng zusammen arbeiten oder sogar selbst in dieser Branche tätig waren, und andererseits auch aus Spezialisten in anderen Rechtsgebieten, die besonders relevant für Alternativennergieprojekten sind. Derart relevante Bereiche sind vor allem die Projektfinanzierung, das Wettbewerbsrecht, das Versicherungsrecht, das öffentliche Recht und das Gesellschaftsrecht. Darüber hinaus sind die umfangreichen Erfahrungen mit internationalen Energieprojekten – die EE-Projekterfahrung von SCWP Schindhelm reicht von Nordamerika über Europa und Afrika bis Asien – und die Tatsache, dass wir über ein globales umfangreiches Netzwerk von Niederlassungen verfügen, Merkmale, die das Team Erneuerbare Energie von SCWP Schindhelm besonders auszeichnen.

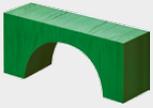
Weitere Informationen finden Sie unter [www.scwp.com](http://www.scwp.com).

---

### Kontakt:

Dr. Thomas Podlesak  
Rechtsanwalt und Partner bei SCWP Schindhelm

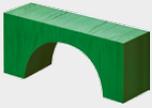
Tel.: +43 (0)1/9050 100-298  
E-Mail: [t.podlesak@scwp.com](mailto:t.podlesak@scwp.com)



# Abkürzungsverzeichnis

<b>AB-ÖKO</b>	Allgemeine Bedingungen der Ökostrom-Abwicklungsstelle
<b>ANRE</b>	Rumänischer Energie-Regulator
<b>CEE</b>	Länder Zentral- und Osteuropas
<b>CPA</b>	Certificate Purchase Agreement
<b>DKEVR</b>	Bulgarischer Energieregulator
<b>E-Control</b>	Österreichische Energieregulierungsbehörde
<b>EdF</b>	Führender europäischer Energieversorger mit Sitz in Frankreich
<b>EE</b>	Erneuerbare Energie (auch RES)
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energie-Gesetz (in verschiedenen Ländern)
<b>ENEL</b>	Führender europäischer Energieversorger mit Sitz in Italien
<b>E.On</b>	Führender europäischer Energieversorger mit Sitz in Deutschland
<b>EPIA</b>	Europäische Photovoltaik-Vereinigung (Interessensvertretung, jetzt neu: SPE)
<b>EPEX</b>	Strombörse Leipzig/Paris
<b>est.</b>	geschätzt; englisch: estimate
<b>EU</b>	Europäische Union
<b>EWEA</b>	Europäische Windenergie-Vereinigung (Interessensvertretung)
<b>exp.</b>	erwartet; englisch: expected
<b>FiT</b>	Fixer Einspeisetarif (feed-in-tariff)
<b>GC</b>	Grünzertifikat
<b>HEP</b>	Kroatischer Verbundnetzbetreiber
<b>HERA</b>	Kroatischer Energie-Markt Operator
<b>HROTE</b>	Kroatischer Energieregulator

<b>KLI.EN</b>	Österreichischer Klima- und Energiefonds
<b>KWK</b>	KWKG Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz
<b>MEH</b>	Ungarische Energiebehörde
<b>MEZ</b>	Mitteleuropäische Zeit
<b>NAP</b>	Nationaler Aktionsplan, auch im Sinne von NREAP
<b>NREAP</b>	Nationaler Aktionsplan für Erneuerbare Energie, auch im Sinne von NAP
<b>OeMAG</b>	Österreichische Abwicklungsstelle für EE-Förderverträge
<b>OPCOM</b>	Rumänischer Marktoperator für Grünzertifikate etc.
<b>ÖSG</b>	Ökostromgesetz (Österreich)
<b>PPA</b>	Power Purchase Agreement
<b>PPC</b>	Durchschnittlicher Strompreis für Haushaltskunden in Kroatien
<b>PSE</b>	Polnische Verbundgesellschaft (Übertragungsnetzbetreiber)
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>RES</b>	Renewable Energy Systems, Erneuerbare Energie (auch EE)
<b>RWE</b>	Führender europäischer Energieversorger mit Sitz in Deutschland
<b>SEE</b>	Länder Südosteuropas
<b>SEPS</b>	Slowakische Verbundgesellschaft (Übertragungsnetzbetreiber)
<b>SPE</b>	Solar Power Europe (Interessensvertretung, früher: EPIA)
<b>TGE</b>	Polnische Energiebörse, Towarowa Gietda Energii S.A.
<b>URE</b>	Polnischer Energieregulator
<b>URSO</b>	Slowakische Regulierungsbehörde
<b>VPI</b>	Verbraucherpreis-Index



# Impressum

Eine Studie der Kommunalkredit Austria  
in Kooperation mit SCWP Schindhelm.

## Herausgeber und Träger

Kommunalkredit Austria AG  
Türkenstraße 9, 1092 Wien  
www.kommunalkredit.at

Saxinger, Chalupsky & Partner Rechtsanwälte GmbH  
(SCWP Schindhelm)  
Wächtergasse 1, 1010 Wien  
Böhmerwaldstraße 14, 4020 Linz  
Edisonstraße 1/WDZ 8, 4600 Wels  
Am Eisernen Tor 3/II. Stock, 8010 Graz  
www.scwp.com

## Für den Inhalt verantwortlich

Dr. Jörg Autschbach  
Kommunalkredit Austria  
Dr. Thomas Podlesak  
Saxinger, Chalupsky & Partner Rechtsanwälte GmbH

## Für die inhaltliche Ausarbeitung danken die Herausgeber

Mag. Helmut Hofer-Gruber (green pilot gmbh)  
Mag. Erwin Solleder, MBA (Kommunalkredit Austria AG)

## Co-AutorInnen:

Marie-Laure Bourat (Kommunalkredit Austria AG)  
Mag. Elvir Ziga (Kommunalkredit Austria AG)  
Mag. Marian Ivanov (Kommunalkredit Austria AG)

## Fotos

Shutterstock, Fotolia

## Layout

suxsess solution Design | Web | IT GmbH  
7423 Pinkafeld, Am Platzl 7  
www.suxsess-solution.at

## Druck

Grasl Fairprint  
Druckhausstraße 1, 2540 Bad Vöslau  
Gedruckt mit Farben ohne gefährliche Inhaltsstoffe  
auf 100 % Recyclingpapier

## Bezugsquelle

Kommunalkredit Austria AG  
Türkenstraße 9, 1092 Wien  
Tel.: +43 (0)1/31 6 31  
communication@kommunalkredit.at  
www.kommunalkredit.at

## Disclaimer

Kommunalkredit Austria AG und Saxinger, Chalupsky & Partner Rechtsanwälte GmbH (SCWP Schindhelm) haben sämtliche Informationen nach bestem Wissen unter Anwendung der erforderlichen Sorgfalt erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität der Informationen wird keine Haftung übernommen.

Für Entscheidungen des Kunden, die aufgrund dieser Informationen getroffen werden, übernehmen die Kommunalkredit Austria AG und Saxinger, Chalupsky & Partner Rechtsanwälte GmbH (SCWP Schindhelm) keine Haftung. Der Kunde wird hinsichtlich der wirtschaftlichen und rechtlichen Möglichkeiten und Risiken eigene Untersuchungen anstellen. Insbesondere wird darauf hingewiesen, dass durch die Kommunalkredit Austria AG und Saxinger, Chalupsky & Partner Rechtsanwälte GmbH (SCWP Schindhelm) keine Rechtsberatung erfolgt.

Getroffene Entscheidungen stehen einzig und allein im Verantwortungsbereich des Kunden. Kommunalkredit Austria AG und Saxinger, Chalupsky & Partner Rechtsanwälte GmbH (SCWP Schindhelm) lehnen daher jegliche Haftung für Schaden und Folgeschaden, die im Zusammenhang mit den zur Verfügung gestellten Informationen stehen, ab.

Anmerkung zur Umrechnung EUR-Wechselkurse: Alle Umrechnungen von einer Fremdwährung in EUR erfolgten zum Stichtag 2.1.2016 auf Basis der von der Oesterreichischen Nationalbank veröffentlichten Wechselkurse.

Stand der Information:

Jänner 2016, veröffentlicht im Mai 2016.



Dieses Produkt entspricht dem Österreichischen Umweltzeichen für schadstoffarme Druckprodukte (UZ 24). UW-Nr. 715  
Grasl FairPrint, Bad Vöslau, www.grasl.eu







WIR DENKEN INFRASTRUKTUR.



**Kommunalkredit Austria AG**  
Türkenstraße 9, 1092 Wien  
Tel. +43 (0)1/31 6 31  
[www.kommunalkredit.at](http://www.kommunalkredit.at)