

Investieren in Erneuerbare Energie 2015

**Österreich
Deutschland**

sowie

**Bulgarien
Kroatien
Polen
Rumänien
Slowakei
Slowenien
Tschechien
Ungarn**

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

Andreas Kettenhuber
Kommunalkredit Austria
Dr. Thomas Podlesak
Saxinger, Chalupsky & Partner Rechtsanwälte GmbH

Für die inhaltliche Ausarbeitung

danken die Herausgeber
Mag. Helmut Hofer-Gruber
Mag. Erwin Solleder, MBA
green pilot gmbh

Fotos

iStockphoto, Shutterstock

Layout

Czerny Plakolm Werbeagentur GmbH
Ungargasse 59 – 61 / Top 102, 1030 Wien

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.

Anmerkungen zum Stand der Studie: Die Studie spiegelt den gesetzlichen Status zum 2.1.2015 wider. Änderungen nach diesem Datum konnten nicht berücksichtigt werden.

Anmerkung zur Umrechnung EUR-Wechselkurse: Alle Umrechnungen von einer Fremdwährung in EUR erfolgten zum Stichtag 2.1.2015 auf Basis der von der Oesterreichischen Nationalbank veröffentlichten Wechselkurse.

Stand der Information: 2. Jänner 2015, veröffentlicht im April 2015.

Inhaltsverzeichnis

Rückblende 2014	03
Einleitung	08
Tarifsysteme 2015 im Überblick	10
Marktanalyse 2015 im Detail	14
Österreich	14
Deutschland	21
Bulgarien	31
Kroatien	37
Polen	42
Rumänien	48
Slowakei	54
Slowenien	59
Tschechien	65
Ungarn	70
Autoren	75
Herausgeber	76
Abkürzungsverzeichnis	78



Rückblende 2014



Das Jahr 2014 war nicht nur für Erneuerbare Energie (kurz: EE), sondern für die gesamte Energiebranche ein bewegtes Jahr, voller Neuerungen, Einschnitte und Umbrüche. Die Energiewirtschaft befindet sich in einem radikalen Wandel. Manche Probleme sind global gleichgelagert, andere in unterschiedlichen Ausprägungen – je nach Land und Technologie – anzutreffen. Auch in den betrachteten Ländern der Studie hängen die Auswirkungen maßgeblich von den lokalen, nationalen Rahmenbedingungen im jeweiligen Land ab.

Die Strommärkte sind aus dem Gleichgewicht, die Preisdifferenzen zwischen Base- und Peakload gehen gegen Null, Strompreise an den Börsen notieren so niedrig wie seit einem Jahrzehnt nicht – der Preisdruck ist enorm. Das führte dazu, dass bereits geplante Investitionen in fossile Energieträger teilweise gar nicht in Angriff genommen wurden. Bereits getätigte Investitionen in konventionelle Kraftwerke erwiesen sich im Jahr 2014 oftmals als massiver Verlustbringer; Wertberichtigungen in Milliardenhöhe wurden vorgenommen. So wurden unter anderem einige Gaskraftwerke in Europa stillgelegt, die teilweise gerade erst neu errichtet wurden. Große europäische Marktteilnehmer sehen sich bei den konventionellen Kraftwerksparks mit hohen Verlusten konfrontiert und müssen ihre Geschäftsmodelle neu überdenken. Marktliberalisierung und Trends zur Re-Regionalisierung der Erzeugung sowie zum Eigenverbrauch erhöhen die Konkurrenz und drücken auf die Margen. Da die Margen bei Handel und Verteilung einbrechen, werden Energiedienstleistungen forciert. Die gesamte Energiebranche befindet sich in einem Paradigmenwechsel.

Trotz aller Schwierigkeiten hat sich zumindest für die EE ein langjähriger Boom fortgesetzt. Stimmen die ersten Prognosen, dann war in Europa das Jahr 2014 das siebente Jahr in Folge, in dem mehr Energiekapazität aus EE ausgebaut wurde als aus sämtlichen anderen Energieträgern. 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 6-7 % pro Jahr bedeuten würde. Möglich ist dies – auch bei sinkenden Förderungen/Fördertarifen – aufgrund stark sinkender Kosten durch innovative Technologien und Skaleneffekte.

Die EE erlebte in **Österreich** im Jahr 2014 auf Grundlage des Ökostromgesetzes (ÖSG 2012) sowie der Einspeisetarifverordnung im Windbereich einen weiteren Wachstumsschub. Die installierten Leistungen in Österreich sind 2014 wie schon im Jahr davor entscheidend angewachsen. Wesentlich dafür war die Festlegung des Tarifes für zwei Jahre bereits im Vorjahr. Das Gros des Neuausbaus fand erneut im Burgenland und in Niederösterreich statt, nachdem die Eignungszonen klar waren.

Die Photovoltaik (PV)-Ausbauziele laut NAP 2010 (Nationaler Aktionsplan) für das Jahr 2020 (322 MWp) wurden zwar bereits im Jahr 2012 weit übertroffen, allerdings war das Jahr 2014 kein überragendes Jahr – wahrscheinlich vor allem aufgrund der Verunsicherung im Zusammenhang mit der neuen Eigenverbrauchsbesteuerung über 25.000 kWh. Kleinwasserkraft spielte im Jahr 2014 eher eine untergeordnete Rolle.

In **Deutschland** gilt wie schon im Vorjahr, dass die Energiewende samt beschlossener Atomausstieg vor allem wegen der steigenden Kosten intensiv intern diskutiert, jedoch ein politischer Konsens zwischen CDU und SPD zur Fortsetzung der Energiewende weitgehend gefunden wurde. Das durchaus kräftig reformierte deutsche EE-Gesetz (EEG) hat jedenfalls für ein Rekordjahr bei Windausbauten gesorgt und auch bei PV wurde der von der Regierung vorgegebene Zielkorridor von 2.400–2.600 MWp deutlich überschritten. Offshore blieb unter den Erwartungen, scheint aber auf gutem Weg zu sein, nachdem Netzanschlussfragen in weiten Bereichen ausdiskutiert sind. Die Umstellung auf ein Auktionssystem wird bis 2017 noch einige Fragen aufwerfen, freilich auch der Atomausstieg.

In **Bulgarien** wurde zwar die im Dezember 2013 eingeführte Sondersteuer auf die Erlöse aus Wind- und PV-Kraftwerken gerichtlich wieder aufgehoben, das Vertrauen der Investoren wurde jedoch durch andere Ereignisse, wie ein Lizenzzugsverfahren gegen große Stromproduzenten und massive Senkungen der geförderten Einspeisepreise bei Wind und PV neuerlich und nachträglich erschüttert. Dazu kommen politische Instabilität (vorgezogene Neuwahlen im Oktober 2014) und die Ukraine-Krise, die auch auf die Anrainerstaaten des Schwarzen Meeres Schatten wirft; insgesamt waren das keine guten Voraussetzungen für Investitionen in EE.

Kroatien ist seit Juli 2013 Mitglied der Europäischen Union (EU) und somit auch verpflichtet, die Energieziele und das Energierecht der EU umzusetzen. Obwohl gerade die Verbesserung der Stromversorgung der vielen kroatischen Inseln eine Chance für EE wäre, sind die Ziele bei Wind und PV vergleichsweise niedrig angesetzt, so dass der Druck auf die Regierung, hier ein positives Umfeld zu schaffen, moderat ist. Tatsächlich sind viele Förderungen für diese beiden Arten, Grünstrom zu erzeugen, im Jahr 2014 praktisch ausgelaufen. Ein neues Alternativenergiegesetz wurde im September 2014 vorgelegt, die Verabschiedung dieses Gesetzes, das noch weitere Einschränkungen für Wind und größere PV-Anlagen bringen soll, wird jedoch erst nach Drucklegung erwartet.







In **Polen** wurde das lang erwartete neue EEG zwar im April 2014 von der polnischen Regierung als Entwurf vorgestellt, die Umsetzung wird jedoch erst für Jänner 2016 erwartet. Bis dahin gelten die alten Regelungen, die durch die gleich hohe Förderung/MW für alle Technologien bisher im Bereich PV keine Impulse setzen konnten. Allerdings gehört Polen nach wie vor zu den Ländern, die 2014 mit signifikantem Wachstum im Bereich Windkraft aufwarten konnten.

In **Rumänien** wurde erneut massiv in das Quotensystem eingegriffen. Die Zahl der auszugebenden Grünzertifikate (GC) wurde weiter eingeschränkt, vor allem aber wurde der vorgeschriebene Anteil EE am Gesamtenergieaufkommen deutlich reduziert, was zu einem faktischen Zusammenbruch des GC-Marktes geführt hat. Wenig Bewegung war auch im Bereich des Netzausbaus, eines traditionellen Engpassfaktors vor allem in den attraktiven, küstennahen Wind-Regionen, festzustellen.

In der **Slowakei** wurde das bestehende Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energiequellen (Nr. 309/2009) erneut novelliert. So wie auch bei den vergangenen (mittlerweile über zehn) Novellen in den letzten 5-6 Jahren kam es zu einer weiteren Verschlechterung der Rahmenbedingungen für Wind, PV und Wasserkraft. Die ständigen Novellierungen beeinträchtigen die Planbarkeit von EE-Projekten erheblich, was auch von der EU bereits kritisch angemerkt wurde. Unter diesen Rahmenbedingungen konnte sich Wind praktisch gar nicht und PV nur eingeschränkt (weiter)entwickeln.

In **Slowenien** gibt es seit März 2014 ein neues EEG, das allerdings in Ermangelung der entsprechenden Durchführungsverordnungen noch nicht umgesetzt wurde und daher keine neuen Impulse setzen konnte. So war das Gesamtbild 2014 dem Vorjahr ähnlich: nicht wahrnehmbare Windkraft, leichte Zuwächse bei Wasserkraft sowie im PV-Bereich, Letzteres trotz der fortgesetzten Degression der Einspeisepreise um 2 % pro Monat.

In **Tschechien** hat sich im Jahr 2014 gesetzlich nichts verändert. Seit Jänner 2014 ist ja die die Förderung von EE (mit Ausnahme von Kleinwasserkraft) zur Gänze eingestellt worden. Zusammen mit einem Strategiepapier der tschechischen Regierung aus dem Jahr 2012, das klar eine Hinwendung zu Kernkraft erkennen lässt, ergibt sich ein wenig erfreuliches Bild, das bereits 2014 zu Stagnation beim Ausbau von EE geführt hat und für 2015 nichts Besseres erhoffen lässt.

Für **Ungarn** war auch 2014 kaum ein Jahr des Fortschritts im Bereich Wind-, Wasser- und Solarkraftwerke. Die Ausbauten stagnieren weiterhin, abgesehen von geringen Zuwächsen bei Kleinwasserkraft und PV. Darüber hinaus sorgt die ungarische Regierung mit der Einführung von Sondersteuern in verschiedenen Bereichen für Verunsicherung bei ausländischen Investoren.

Einleitung

Die Studie „Investieren in Erneuerbare Energie 2015“ stellt eine Fortsetzung zu den erfolgreichen Studien der Jahre 2012 bis 2014 dar. Mit der vorliegenden Marktanalyse soll potenziellen Investoren erneut ein aktueller Einblick in die Rahmenbedingungen für Investments in Wind-, Solar- und Wasserkraftwerke¹ in Österreich, Deutschland und im CEE-Großraum für das Jahr 2015 vermittelt werden.

Die zehn ausgewählten Länder in dieser Studie zählen bei den Direktinvestitionen österreichischer Investoren seit jeher zu den Kernmärkten und heben sich durch langjährige intensive und erfolgreiche Wirtschaftsbeziehungen hervor. Sie verfügen allesamt über gesetzlich verankerte Rahmenbedingungen für den Ausbau und den Betrieb von Erneuerbare-Energie (EE)-Kraftwerken. Die vorliegende Studie soll helfen, verschiedene Aspekte der Rahmenbedingungen in diesen Ländern zu verstehen, weshalb vor allem die Potenziale und Tarifsysteme im Detail erläutert werden. Die Tarife sind – obwohl alle Länder der Studie zur Europäischen Union (EU) gehören – national sehr unterschiedlich geregelt. Die Auswirkungen der verschiedenen Tarif- und Fördersysteme auf die Finanzierbarkeit und Realisierbarkeit der EE-Projekte werden in den nachfolgenden Darstellungen technologie- und länderspezifisch erläutert.

Nach wie vor ist die Richtlinie zur Erneuerbaren Energie 2009/28/EC die Basis für den positiven Ausblick für die EE-Branche innerhalb der EU. Die EU-Richtlinie (Anmerkung: Ziel bis zum Jahr 2020 eine Reduktion von Schadstoffemissionen um 20 %, Steigerung des Energieanteils aus EE auf 20 % sowie Energieeffizienzsteigerung um 20 %) nimmt durch die nationalen Gesetzgebungen und die jeweiligen Nationalen Aktionspläne (NAP) starken positiven Einfluss auf die EE.

Kräftige Unterstützung erhält die Richtlinie auf EU-Ebene durch den Juncker-Plan, ein 300-Milliarden-Euro-Investitionsprogramm für Infrastruktur (Anmerkung: mit dem Ziel, zusätzliches Wachstum bis 2017 um bis zu ein Prozent und Schaffung von mehr als einer Million neuer Jobs). Dieses Investitionsprogramm soll für strategische Investitionen eingesetzt werden, um eine Investitionslücke u. a. für Energieprojekte zu schließen und Großprojekte zu mobilisieren.

Auf nationaler Ebene findet neben den EE-Gesetzen die Energieeffizienz verstärkt Eingang in die Gesetzgebung und leistet ebenfalls einen Beitrag, um die Wirtschaft anzukurbeln – so z. B. in Österreich, wo das Energieeffizienzgesetz (EEffG) mit Jahresbeginn in Kraft getreten ist.

1 Der Bereich Kleinwasserkraft verläuft in den Ländern der Studie unterschiedlich, aber unspektakulär, weil die geplanten Installationen in der Regel nur im zweistelligen MW-Bereich angesiedelt sind. Der Hauptfokus liegt somit auf Wind und Photovoltaik.



Die vorliegende Studie versucht, mit Stand Ende 2014 – also fünf Jahre nach Veröffentlichung der EU-Richtlinie und im ersten Jahr des Juncker-Plans – ein Resümee der bisherigen Anstrengungen am EE-Sektor zu ziehen und einen Ausblick für 2015 zu geben.

Im Bereich **Windenergie** erlebte Europa zwei Dekaden mit durchschnittlichem jährlichen Wachstum im leicht zweistelligen Prozentbereich. Hält dieser Trend auch 2015, dann dürfte die installierte Kapazität auf rund 145 GW ansteigen. Windkraftwerke zeichneten in den letzten Jahren für bis zu einem Fünftel der neu installierten Kraftwerkskapazitäten in Europa verantwortlich. Wenn es nach den Plänen der EU-Kommission geht, wächst die Windbranche kräftig weiter, und zwar von voraussichtlich 130 GW per Ende 2014² auf rund 220 GW installierte Leistung im Jahr 2020.

Der Bereich **Photovoltaik** (PV) erlebte 2014 nach mehreren Krisenjahren trotz gesunkener Zuwächse eine gewisse Konsolidierung für die Branche in Europa. Ursachen dürften die weiterhin niedrigen Preise für PV und eine Annäherung an die Netzparität sein.

Gerade in den **Ländern Zentral-, Ost- und Südosteuropas** schlummert 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 vorliegender Studie erneut einen Beitrag leisten, dass dieses Potenzial gehoben werden kann.

Andreas Kettenhuber
Leiter Vertrieb
Kommunalkredit Austria

Dr. Thomas Podlesak
Partner
SCWP Schindhelm

² Die in der Studie genannten Kapazitätsangaben (bis inkl. 2013) wurden Publikationen der EWEA bzw. EPIA entnommen. Für 2014 wurden teilweise eigene Hochrechnungen und Schätzungen angestellt.

Tarifsysteme im Überblick

Das **europäische Tarif- und Fördersystem für Strom aus Erneuerbarer Energie (EE)** besteht aus verschiedenen Gestaltungselementen – dazu gehören einerseits Einspeisetarifsysteme sowie andererseits Misch- oder Quotensysteme (Kombinationen aus Strom- und Grünzertifikatspreis).

Generell regeln die jeweiligen Tarifsysteme die Fördertarife je nach Ressource (Wind, Sonne und Wasser) und i. d. R. nach installierter Leistung in den jeweiligen Ländern sehr unterschiedlich.

Über Fördertarife hinaus gibt es länderspezifisch Fördermöglichkeiten in Form von Investitionszuschüssen, begünstigten Darlehen, Garantien etc. Diese spielen für Investitionen in Kraftwerke in den ausgesuchten Ländern entweder eine untergeordnete Rolle oder können – im Falle von Zuschüssen – den Tarif negativ beeinflussen. Die Studie legt den Schwerpunkt daher auf die Tarifsysteme.

Die 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 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 2: 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).



Das zweite Gestaltungselement bei den nationalen Tarifsyste men 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.

Nachfolgende Tabellen geben einen Überblick über die jeweiligen **Tarifsysteme für 2015** und die Entwicklung der installierten Leistung in den ausgewählten Ländern je Technologie:

WIND

Land	Währung	Tarifart	Tarif in Euro-Cent* / kWh	Laufzeit Jahre	install. MW 2014**	install. MW 2020
Österreich	Euro	FiT	9,27	13	2.095	2.578
Deutschland	Euro	FiT	8,90–9,38 onshore 15,40 offshore	20	39.164	45.750
Bulgarien	Lew	FiT	ca. 4,24–7,06	12	700	1.440
Kroatien	Kuna	RC (***)	ca. 6,91	14	339	400
Polen	Zloty	Mix	ca. 8,44	k. A. (Quote)	3.600	6.650
Rumänien	Leu	Mix	ca. 7,94–12,55	15	2.805	4.000
Slowakei	Euro	FiT	6,25	15	3	350
Slowenien	Euro	FiT (Wahlmögl.)	9,23–10,33	max. 15	3	106
Tschechien	Krone	FiT (Wahlmögl.)	7,15–8,75	20	270	573
Ungarn	Forint	FiT (individuell)	ca. 3,29–11,27	variabel	329	750

PHOTOVOLTAIK

Land	Währung	Tarifart	Tarif in Euro-Cent* / kWh	Laufzeit Jahre	install. MW 2014**	install. MW 2020
Österreich	Euro	FiT	11,50 (13,70)	13	750	322
Deutschland	Euro	FiT	8,64–12,46	20	38.500	51.753
Bulgarien	Lew	FiT	ca. 6,70–10,84	20	1.030	303
Kroatien	Kuna	RC (***)/FiT	ca. 6,91–24,90	14	33	52
Polen	Zloty	Mix	ca. 8,44	k. A. (Quote)	4	3
Rumänien	Leu	Mix	ca. 12,38–21,59	15	1.265	260
Slowakei	Euro	FiT	8,89	15	530	300
Slowenien	Euro	FiT (Wahlmögl.)	5,87–9,53	max. 15	230	139
Tschechien	Krone	–	–	–	2.190	1.695
Ungarn	Forint	FiT (individuell)	ca. 3,29–10,08	variabel	28	63

WASSER

Land	Währung	Tarifart	Tarif in Euro-Cent* / kWh	Laufzeit Jahre	install. MW 2014**	install. MW 2020
Österreich	Euro	FiT	3,17–10,34	13	8.475	8.998
Deutschland	Euro	FiT	2,99–11,34	20	3.980	4.309
Bulgarien	Lew	FiT	ca. 4,81–12,12	15	2.330	2.424
Kroatien	Kuna	RC (***)/FiT	ca. 6,91–13,95	14	2.142	2.456
Polen	Zloty	Mix	ca. 8,44	k. A. (Quote)	980	1.152
Rumänien	Leu	Mix	ca. 10,31–17,37	15	6.985	7.729
Slowakei	Euro	FiT	9,80–11,13	15	1.650	1.812
Slowenien	Euro	FiT (Wahlmögl.)	8,05–11,10	max. 15	1.070	1.354
Tschechien	Krone	FiT (Wahlmögl.)	ca. 11,66–12,20	30	1.095	1.097
Ungarn	Forint	FiT (individuell)	ca. 4,11–11,27	variabel	59	66

* Bei Ländern mit Vergütungen, die in lokaler Währung bezahlt werden, erfolgte die Umrechnung zu dem Wechselkurs vom 2.1.2015 laut Oesterreichischer Nationalbank.

** Die Zahlen „install. MW 2014“ beruhen teilweise auf Schätzungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

*** festgesetzter Referenzpreis

Marktanalyse 2015 im Detail



Österreich



Währung: Euro (EUR)

Fläche: 83.879 km²

Bevölkerung in Mio.: 8,56

BIP in EUR Mrd.: 334

BIP in EUR pro Kopf: 38.978

Reales BIP-Wachstum in %: 1,9

Inflationsrate (VPI) in %: 1,7

Öffentl. Schuldenstand in % BIP: 78,6

Arbeitslosenrate in %: 4,9

Quelle: Prognose 2015, IMF 10/2014

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 an die Förderung von Wind-, Wasser-, Photovoltaik- und Biomassekraftwerken geknüpft. Fixe Einspeisetarife und garantierte Abnahme von erzeugtem Grünstrom aus zugelassenen Ökostromanlagen sind die Basis des NAP.

Im Bereich **Windenergie** scheint Österreich auf einem erfolgreichen Weg zu sein. Ende 2014 waren 2.095 MW laut der österreichischen Windkraftvereinigung installiert – nach 1.687 MW im Jahr 2013. Nach dem Rekordjahr 2013 mit rund 309 MW wurde 2014 abermals ein Rekordwert – nämlich knapp 408 MW – an neuinstallierter Leistung ans Netz angeschlossen. Frei interpretiert bedeutet das, bei einer jährlichen notwendigen Zuwachsrate von rund 100 MW in den nächsten fünf Jahren erreicht Österreich sein NAP-Ziel (2.578 MW). Die EWEA rechnet für 2020 mit Installationen im Bereich von 3.000–3.550 MW³, was wiederum rund 180–280 MW pro Jahr bedeuten würde.

Die NAP-Ziele für **Photovoltaik (PV)** waren mit 322 MWp für 2020 von Anfang an relativ bescheiden angesetzt. Daher entwickelte sich der Bereich erwartungsgemäß besser und übertraf den NAP 2014 bereits um mehr als 100 % – angesichts geschätzter installierter Kapazitäten von rund 750 MWp. Nur rund 40 % von den installierten Anlagen dürften aktuell einen Fördertarif von der OeMAG (Ökostromabwicklungsstelle) erhalten, was bereits die Erreichung des NAP-Zieles bedeuten würde.

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 etwa 7.707 MW installierte Leistung geplant. Laut vorliegenden Informationen hatten im Jahr 2013 rund 342 MW (rund 1.800 Anlagen) der installierten Kapazität einen Vertrag mit der OeMAG, die restlichen Anlagen hatten Investitionsförderungen in Anspruch genommen oder verkaufen direkt am Markt. Aggregierte Daten für 2014 sind voraussichtlich Mitte 2015 verfügbar.

Im Jahr 2014 beträgt der **Anteil des geförderten Ökostroms in Österreich geschätzt in etwa 14–15 %**⁴ (Anmerkung: 2011 ca. 9,9 %, 2012 ca. 11 %; 2013 ca. 12,5 %). Zu verdanken ist dieser Anstieg vor allem den Zuwächsen an

³ EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, www.ewea.org

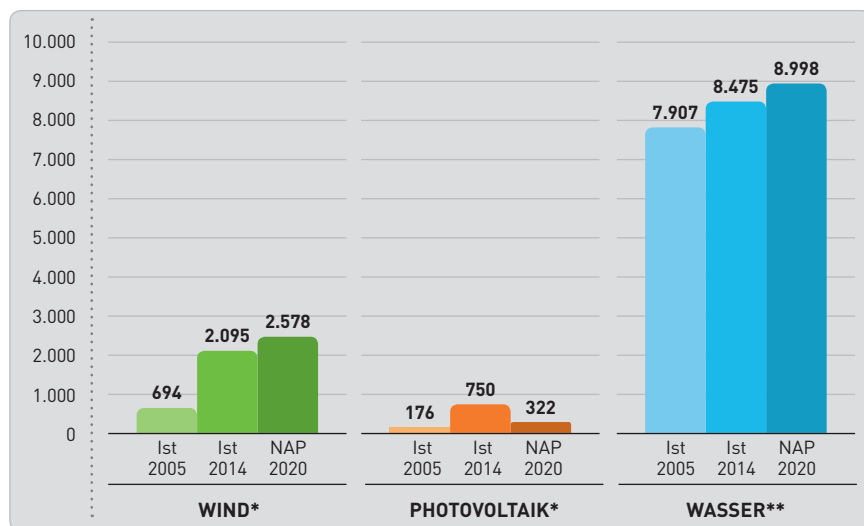
⁴ Endgültige Zahlen liegen noch nicht vor.



installierter Leistung bei Windkraft, aber auch Kleinwasserkraft und PV. Das angestrebte Zwischenziel für das Jahr 2015, einen **15%igen Anteil von geförderttem Ökostrom** an der Gesamtproduktion elektrischer Energie, wird angesichts der geplanten bzw. in Umsetzung befindlichen RES-Projekte (= EE-Projekte) übererfüllt werden.

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.

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



* Die Zahlen „Ist 2014“ beruhen auf vorliegenden Informationen der Interessenverbände IG Wind und PVA zum Zeitpunkt der Drucklegung.

** Die Zahlen für Wasserkraft beziehen sich auf alle Anlagen ohne Pumpspeicherkraftwerke. Die Ist-Zahlen für 2014 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 Börsepreise führen zu geringeren Margen, ja sogar Verlusten und in der Folge zu weniger Investitionen im Bereich konventioneller Kraftwerke. Dezentralisierung und Volatilität der Stromerzeugung stellen auch die Netzbetreiber vor Herausforderungen und führen zur Notwendigkeit, regulatorisch zu steuern. Dementsprechend ist Anfang 2015 das **Energieinfrastrukturgesetz als Entwurf** (Bundesgesetz zur EU-Verordnung Nr. 347/2013) in Begutachtung gegangen. Es soll den Instanzenzug vereinfachen und dient der Schaffung einer transeuropäischen Energieinfrastruktur in der EU, um technisch bedingten Ausfällen vorzubeugen. Die damit einhergehende Modernisierung der europäischen Netze stellt auch für den EE-Ausbau eine erfreuliche Perspektive dar.

Die Förderung der EE im Jahr 2015 erfolgt 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 1.7.2012 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. In der Regel ist eine exklusive Nutzung von Einspeisetarifen oder Investitionszuschüssen vorgeschrieben, so dass Investitionszuschüsse für ausgewählte Technologien in der Regel (Anmerkung: Ausnahmen möglich) nur alternativ anstelle von Einspeisetarifen vergeben werden. Investitionszuschüsse sind möglich bei kleinen und mittleren Wasserkraftanlagen und Anlagen zur Eigenversorgung mit Grünstrom in Insellagen. PV-Anlagen unter 5 kWp werden nicht im Rahmen des ÖSG, sondern aus Mitteln des Klima- und Energiefonds (KLI.EN) gefördert.

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 (sogeannter Kontrahierungszwang) verpflichtet, solange die gesetzlich vorgesehenen jährlichen Fördermittel für neue Anlagen ausreichen. Keine Kontrahierungspflicht nach dem ÖSG besteht für PV-Anlagen mit weniger als 5 kWp und Kleinwasserkraft mit mehr als 2 MW installierter Leistung (Engpassleistung).



Nicht mehr neu war Anfang 2015 die **Antragstellung** zur Förderung von Ökostromanlagen. Zum zweiten Mal nach 2014 fand die Antragstellung aufgrund von technischen Wartungsarbeiten nicht am 1.1.2015, 00:00 Uhr, sondern diesmal erst am **7.1.2015, 17:00 Uhr** MESZ statt. Förderanträge können ausschließlich elektronisch über die Homepage eingebracht werden. Faxanträge und Anträge per Post gehören ebenfalls seit 2014 der Vergangenheit an. Weiters ist der Antrag nicht in einem Schritt sofort durchzuführen, sondern erfolgt grundsätzlich 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). Anmerkung: Sogenannte automatisierte Anmeldehilfen („Robots“) führten automatisch zum Ausschluss des Förderantrages.

Erwähnenswert für Antragsteller (für gebäudeintegrierte Anlagen) im Jahr 2015 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 Restopf (Netzparitätstarif) berücksichtigt!

Im Jahr 2015 steht ein Fördertopf – das sogenannte jährlich zustehende Unterstützungsvolumen – für neuerrichtete RES-Anlagen in Höhe von EUR 47 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 Restopf von EUR 16 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 2015 für einen österreichischen Durchschnittshaushalt von EUR 83,00 (brutto) im Jahr 2014 auf rund EUR 103,00. 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 2015** wurden teilweise (nämlich für Wind- und Kleinwasserkraft) bereits in der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2014 vom 23.12.2013 und für PV in der Einspeisetarifverordnung 2015 vom 11.11.2014 festgelegt. Für im Jahr 2015 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 2015 zur besseren Planbarkeit mit dem automatischen, gesetzlichen Degressionsatz von 1 % verordnet. Damit liegt der Tarif größenunabhängig im Jahr 2015 bei 9,27 Euro-Cent/kWh.



Im Bereich **Photovoltaik** wurde die bereits reduzierte Förderhöchstgrenze von 350 kWp pro Anlage auf 200 kWp herabgesetzt. Bei PV-Anlagen größer 5 kWp und kleiner 200 kWp ergibt sich für Projekte, die im Jahr 2015 einen Antrag bei der OeMAG stellen und einen Vertrag abschließen können, ein Tarif von 11,50 Euro-Cent/kWh für gebäudeintegrierte PV-Anlagen und (neu) auch für fassadenintegrierte PV-Anlagen. Weiters ist ein Investitionszuschuss von 30 % (maximal EUR 200/kWp) beantragbar. Das ergibt insgesamt rund EUR 13,70/kWh. Der Tarif für gebäudeintegrierte Anlagen sank somit um 8 % im Vergleich zum Vorjahr.

Für PV-Anlagen auf Freiflächen gibt es im Jahr 2015 keinen Förder-tarif 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 2015 bei der OeMAG beantragte Projekte betragen je nach Art des Projektes und produzierter Mengen zwischen 3,17 und 10,34 Euro-Cent/kWh.



Für 2015 gelten laut Tarifverordnungen für 2014 und 2015 folgende Tarife für Grünstrom:

RESSOURCE	TARIF 2014 (Euro-Cent/kWh)
Wind	
Generell (größenunabhängig)	9,27
Photovoltaik	
gebäudeintegriert, > 5 kWp – max. 200 kWp	11,50 (13,70)
Wasser	
< 2 MW	
a) Neu/revitalisiert (mind. 50 % Leistungsplus)	
– für die ersten 500.000 kWh	10,34*
– für die nächsten 500.000 kWh	7,43*
– für die nächsten 1.500.000 kWh	6,49*
– für die nächsten 2.500.000 kWh	5,42*
– für die nächsten 2.500.000 kWh	5,12*
– über 7.500.000 kWh	4,87*
b) Neu/revitalisiert (mind. 15 % Leistungsplus)	
– für die ersten 500.000 kWh	8,10*
– für die nächsten 500.000 kWh	5,91*
– für die nächsten 1.500.000 kWh	5,12*
– für die nächsten 2.500.000 kWh	3,73*
– für die nächsten 2.500.000 kWh	3,45*
– über 7.500.000 kWh	3,17*

* Berechnet gemäß Einspeisetarifverordnung §13a (2), wonach eine jährliche Degression im Ausmaß von 1 % anzuwenden ist.

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.

EINSCHÄTZUNG

Das aktuelle Ökostromgesetz sieht ambitionierte Ausbauziele für Wind, PV und Kleinwasserkraft bis 2020 vor. Geeignete Flächen für Projektentwicklungen im Bereich Wind und Wasser sind eingeschränkt verfügbar; PV-Anlagen mit Fördermöglichkeit hingegen sind bei ihrer Standortwahl weniger eingeeengt.

Zu berücksichtigen ist, dass in jedem Bundesland unterschiedliche Regelungen hinsichtlich Netzanschluss, Kostentragung etc. auftreten können.

EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Die regulatorischen Rahmenbedingungen bieten eine hohe Investitions- bzw. Planungssicherheit. Dies wird auch im Jahr 2015 zu einer Fortsetzung des Ausbaus der Erneuerbaren Energie in Österreich, insbesondere in den Bereichen Wind- und Wasserkraft, aber auch wieder Photovoltaik führen. Das insgesamt positive Investitionsumfeld hat zu einem intensiven Wettbewerb sowohl bei Projektentwicklern, als auch bei finanzierenden Banken geführt. Das Marktumfeld ist 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, mitunter 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.

Deutschland



NATIONALER AKTIONSPLAN

Der Nationale Aktionsplan (NAP) sieht bis 2020 einen Anteil Erneuerbarer Energie (EE) am Gesamtbruttoenergieverbrauch von 19,2 % vor (Anmerkung: mit der Europäischen Union/EU akkordiert sind 18 %). 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 „**Energiewende**“ 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. Mit den Reformbestrebungen im Jahr 2014 hat sich an den Plänen auch weitgehend nichts verändert, nur der Weg wird neu gestaltet – siehe dazu unter Tarifsysteem.

Der Ausbau der installierten Kapazität bei **Windkraft** bis 2020 auf 45.750 MW⁵ soll mit rund 35.750 MW onshore und 10.000 MW offshore erfolgen. Laut NAP-Fahrplan waren für Ende 2014 rund 32.763 MW onshore und 2.040 MW offshore vorgesehen. Aktuell wurden in Deutschland im Jahr 2014 onshore 4.750 MW an Windkraftanlagen neu installiert oder repowered, womit die Gesamtkapazität in Deutschland alleine im Bereich Onshore auf 38.115 MW angestiegen ist. Mit anderen Worten, die NAP-Ziele für Onshore-Wind für 2020 sind bereits Ende 2014 deutlich übererfüllt.

Anmerkung: Die Auswirkungen dieses Ausbaubooms spüren die Projekteigentümer sofort, denn auch Netto (d. h. ohne Austausch der alten Anlagen) wurden mehr als 2.500 MW (Deckel für jährlichen Zubau) neu installiert, was für alle Windkraftanlagen jenseits dieser Grenze automatisch weniger Geld bedeutet.

Offshore wurden 2014 rund 530 MW ans Netz angeschlossen, so dass mittlerweile rund 1.050 MW an Offshore-Windkraftanlagen ins Netz einspeisen. Offshore hat Deutschland noch einigen Aufholbedarf, um seine NAP-Ziele zu erreichen. Berücksichtigt man allerdings die weiteren rund 1.303 MW an bereits installierten Offshore-Anlagen, die aber noch nicht am Netz waren, relativiert sich der Aufholbedarf.

Die Kapazität bei **Photovoltaik (PV)** soll von derzeit ca. 38.500 MWp (2014) auf 51.753 MWp gesteigert werden. Deutschland hat jedenfalls bereits viel für die Energieversorgung der Zukunft getan und in den Technologien Wind und PV die indikativen Zielpfade für 2014 gemäß NAP laufend und weit übertroffen. Auch bei der Stromerzeugung lassen sich im Jahr 2014 Spitzenwerte ver-



Währung: Euro (EUR)
Fläche: 357.108 km ²
Bevölkerung in Mio.: 81,05
BIP in EUR Mrd.: 2.909
BIP in EUR pro Kopf: 35.895
Reales BIP-Wachstum in %: 1,5
Inflationsrate (VPI) in %: 1,2
Öffentl. Schuldenstand in % BIP: 72,5
Arbeitslosenrate in %: 5,3

Quelle: Prognose 2015, IMF 10/2014

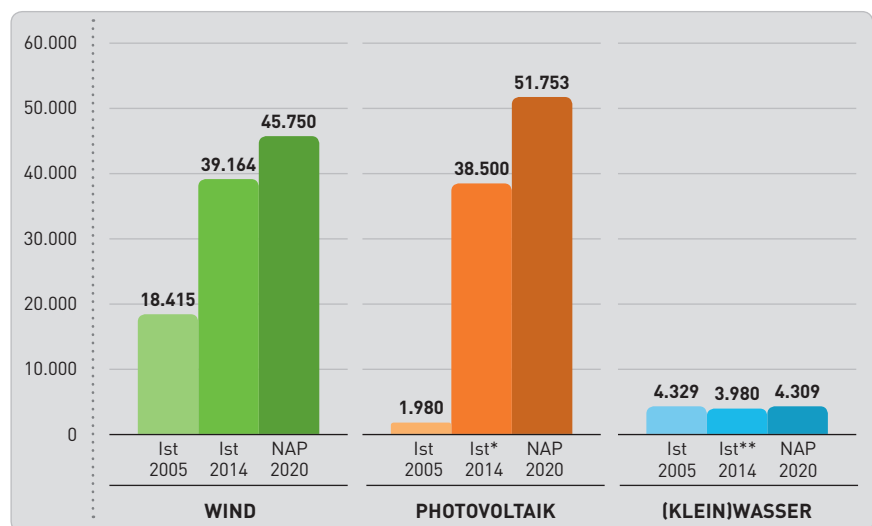
⁵ Die Schätzungen der EWEA liegen zwischen 45.000 und 57.500 MW, davon 5.000–7.500 MW offshore.

melden; so wurden tageweise bis zu 2/3 des in Deutschland benötigten Stroms aus Wind- und PV-Anlagen hergestellt.

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 330 MW mehr als im Jahr 2014 (3.980 MW).

Kleinwasserkraft in Deutschland geht nicht mit dem EE-Trend einher und weist teilweise sogar rückläufige Zahlen auf. Grund hierfür sind trotz besserer wirtschaftlicher Voraussetzungen seit dem EE-Gesetz 2012 (EEG) vor allem strengere und somit teurere Umweltauflagen seit einer Neuregelung im Jahr 2010, so dass es kaum zu Neubauten, sondern eher zu Revitalisierungen, Repowering bzw. sogar zu Stilllegungen kommt.

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



* Die PV-Zahlen beruhen auf einer Schätzung des Fraunhofer Institutes.

** Anmerkung: Zur Drucklegung lagen für Kleinwasser in Deutschland nur Zahlen der Bundesnetzagentur bis 29. 10. 2014 vor, so dass es sich bei den Zahlen „Ist 2014“ um hochgerechnete Schätzungen handelt – unter Berücksichtigung der Jahrestrends und Vorjahresvergleichswerte. Abweichungen bis zu 1 % können auftreten.

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 (KWKG) sowie den Emissionshandel die entscheidende Grundlage für die weitere Entwicklung der EE bildet. Das EEG wurde zuletzt 2012 durch die sogenannte PV-Novelle und 2014 („Inkrafttreten des reformierten EEG“) ergänzt.

Die Tariffindung basiert vorwiegend auf **fixen Einspeisepreisen** (FiT; feed-in-tariff), ist jedoch durch das System des „Atmenden Deckels“ verkompliziert – seit 1.11.2012 für PV- und seit 1.8.2014 auch für Windkraftanlagen. Der Deckel ergänzt alle drei Monate den seit 1.5.2012 geltenden monatlichen Degressionsfaktor von 1 % abhängig von den Zubau-Raten neuer Anlagen und der damit verbundenen Einhaltung, Über- oder Unterschreitung des Zubau-Korridors von 2.400–2.600 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. Nach Erreichen des Gesamtausbauziels (z. B. 52 GW bei PV) wird die Tarifförderung gänzlich entfallen.

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

Im Juni 2014 beschloss der Deutsche Bundestag die **EEG-Novelle**, welche mit **1.8.2014 in Kraft** getreten ist und grundlegende Reformen mit sich bringt. Das Ziel bleibt weiterhin, den Anteil des aus EE erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % zu erhöhen. Sogenannte 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.

Im Mittelpunkt der Reform steht einerseits die verpflichtende Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und andererseits künftig bzw. bis spätestens 2017 die Höhe der Förderung EE via Ausschreibungen zu ermitteln. Die erste Ausschreibung soll durch die Bundesnetzagentur bereits bis April durchgeführt werden – insgesamt sollen im Jahr 2015 rund 500 MW in diesen Pilotausschreibungen abgewickelt werden.

Ab Inkrafttreten des neuen EEG 2014 ist auch die **Fernsteuerbarkeit** für alle EEG-Anlagen obligatorisch und muss innerhalb eines Monats nach Inbetriebnahme erfüllt werden; mit dem Ziel, dass der Direktvermarkter jederzeit die Ist-Einspeisung ablesen und (gegebenenfalls) die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann.

Auch Anlagen, die vor dem 1.8.2014 in Betrieb genommen wurden (sogenannte Bestandsanlagen), müssen ab 1.4.2015 fernsteuerbar sein, um ebenfalls die Marktprämie erhalten zu können.

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 > 500 kWp ist ab 1.8.2014 verpflichtet, den Strom selbst oder über ein Direktvermarktungsunternehmen zu vermarkten. Ab 1.1.2016 gilt die Direktvermarktungspflicht schon für EEG-Neuanlagen > 100 kWp.

Die Gesetzesnovelle 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 an der Strombörse für den jeweiligen Monat zusammen (zur Berechnung der Marktprämie siehe unten a) und b).

Im Rahmen der Neuregelung wird die bisher gezahlte **Managementprämie** (Pauschale, die an den Anlagenbetreiber gezahlt wird, um ihn für einen möglichen Mehraufwand, welcher im Rahmen der Direktvermarktung anfällt, zu entschädigen) zukünftig nicht mehr gewährt. Bestandsanlagenbetreiber beziehen die Managementprämie in der Höhe von 0,45–0,60 Euro-Cent/kWh für Wind- und Solarenergie bzw. 0,25 Euro-Cent/kWh für Wasserkraft aber weiterhin.

a) Berechnung der Marktprämie ALT (bis 1.8.2014)

$$\text{Marktprämie} = \text{EEG-Vergütung} - \text{Referenzmarktwert}$$

$$\text{Referenzmarktwert} = \text{Marktwert} - \text{Managementprämie}$$

BEISPIEL ONSHORE-WINDKRAFTANLAGE, JUNI 2014:	in Euro-Cent/kWh
EEG-Grundvergütung	4,77
Marktwert bzw. Monatsmittelwert	2,907
Managementprämie	0,45
Referenzwert	2,457
Marktprämie	2,313

Erläuterung:

Nach Ablauf der fünfjährigen Anfangsvergütung von 8,75 Euro-Cent/kWh erhält der Windanlagenbetreiber eine EEG-Grundvergütung in Höhe von 4,77 Euro-Cent/kWh. Der Monatsmittelwert von Strom aus Onshore-Windenergie beträgt an der Strombörse EPEX Spot im Juni 2014 2,907 Euro-Cent/kWh.



Abzüglich der Managementprämie in Höhe von 0,45 Euro-Cent/kWh ergibt sich somit ein Referenzwert von 2,457 Euro-Cent/kWh. Der Anlagenbetreiber erzielt somit eine Marktprämie von 2,313 Euro-Cent/kWh.

Verkauft der Anlagenbetreiber nun seinen Strom für beispielsweise 5,00 Euro-Cent/kWh, erzielt er einen Gesamterlös von 7,313 Euro-Cent/kWh. Die Marktprämie dient also dazu, die Direktvermarktung in Form von zusätzlichen Erlösen attraktiver zu gestalten.

b) Berechnung der Marktprämie NEU (ab 1.8.2014):

Marktprämie = EEG-Vergütung – Referenzmarktwert

Referenzmarktwert = Marktwert – Kompensation in Höhe von 0,40 Euro-Cent/kWh⁶

BEISPIEL SOLARANLAGE < 40 KWP, SEPTEMBER 2014:	in Euro-Cent/kWh
EEG-Grundvergütung	12,79
Marktwert bzw. Monatsmittelwert	3,258
Managementprämie	0,40
Referenzwert	2,858
Marktprämie	10,354

Erläuterung:

Die EEG-Vergütung für PV-Anlagen in einer Größenordnung von 10–40 kWp beträgt im September 2014 12,79 Euro-Cent/kWh. Der Referenzwert ergibt sich aus dem angenommenen September-Mittelwert von 3,258 Euro-Cent/kWh abzüglich der neubeschlossenen Kompensationszahlung in Höhe von 0,40 Euro-Cent/kWh. Es bleibt eine Marktprämie in Höhe von 10,354 Euro-Cent/kWh. Ausnahmen von der Direktvermarktung sind zulässig, wenn

- a) eine Direktvermarktung „ausnahmsweise vorübergehend nicht möglich“ ist,⁷
- b) es sich um Kleinanlagen mit einer Nennleistung von höchstens 500 kW, die vor dem 1.1.2016 in Betrieb genommen werden, oder um
- c) Anlagen mit einer Nennleistung von maximal 100 kW, die nach dem 31.12.2015 in Betrieb genommen werden, handelt.

Durch die Einführung der Direktvermarktung werden für **PV-Neuanlagen**⁸ bis 100 kWp zukünftig 100 % der erzeugten Strommenge vergütet. Als Ersatz der

⁶ 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.

⁷ In diesem Fall erhält der Anlagenbetreiber eine Einspeisevergütung vom Netzbetreiber in Höhe von 80 % der gesetzlichen Fördersätze (sogenannte **Ausfallsvergütung**). Dies gewährleistet einerseits die Investitions- und Planungssicherheit für neue Anlagen und regt andererseits aufgrund des 20-%-Abschlags den Betreiber dazu an, schnellstmöglich zurück in die Direktvermarktung zu wechseln.

⁸ Früher: Für Anlagen in der Größenordnung von 10–1.000 kWp, die zwischen dem 1.4.2012 und 31.7.2014 installiert wurden, bleiben die bisherigen Regelungen in Form des Marktintegrationsmodells erhalten. Jene Anlagen erhalten nur für höchstens 90 % der erzeugten Strommenge den normalen Einspeisetarif. Die übrigen 10 % des Stromertrags, die somit nicht vergütet werden, können Anlagenbetreiber entweder selbst vermarkten, selbst verbrauchen oder dem Netzbetreiber zum Verkauf an der Strombörse anbieten.

gestrichenen Managementprämie erhält der Betreiber einer neuen 10–1.000 kWp PV-Anlage ab sofort einen Aufschlag von 0,40 Euro-Cent/kWh auf die Marktprämie. Dieser zusätzliche Erlös soll nun den Mehraufwand der Direktvermarktung kompensieren.

Die genaue **Förderhöhe** zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme hängt auch weiterhin von dem in den jeweiligen Vormonaten realisiertem PV-Zubau ab (sogeannter „Atmender Deckel“). Bei Unter- bzw. Überschreiten des Zielkorridors für die Degression von 2.400–2.600 MW pro Jahr wird die Basisdegression automatisch angepasst. Die Basisdegression beträgt ab Inkrafttreten der Novelle nur mehr 0,5 % und nicht mehr wie bislang 1 %. Der Degressionsfaktor kann wie bisher zwischen -1,5 % bei starker Unterschreitung und +2,8 % bei starker Überschreitung variieren.

Auch der **Eigenverbrauch** wurde neu geregelt. Bislang war die Eigenversorgung (d. h., erzeugter Strom wird vom Anlagenbetreiber vor Ort selbst verbraucht) von der EEG-Umlage (dzt. 6,24 Euro-Cent/kWh) befreit. Für Bestandsanlagen ändert sich hieran nichts. Bei Neuanlagen mit mindestens 10 kWp ist die Eigenversorgung fortan und nur teilweise von der Ökostrom-Umlage befreit, wenn Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher besteht. In diesem Fall muss eine verminderte EEG-Umlage in Höhe von 40 % gezahlt werden. Durch den gleitenden Einstieg (30 % im Jahr 2015, 35 % im Jahr 2016) ist der Umlagesatz von 40 % somit erst ab 1.7.2017 gültig.

Ebenso wie in der PV-Branche wurde auch für **Windenergie** ein „Atmender Deckel“ eingeführt. Das bedeutet, dass sich die Vergütung in Abhängigkeit von der Zubauleistung entwickelt. Ist der Zubau hoch, sinkt die Vergütung. Auch hier gilt das automatische Anpassen der Basisdegression bei Unter- bzw. Überschreiten des jährlichen Zielkorridors von ebenfalls 2.400–2.600 MW.

Umfangreiche Förderbestimmungen für die Windenergie zieht der § 49 des EEG 2014 mit sich. Onshore-Windenergieanlagenbetreiber erhalten künftig 8,90 Euro-Cent/kWh als (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. Die anschließende Grundvergütung beträgt 4,95 Euro-Cent/kWh.⁹

⁹ 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.



Neben der Managementprämie entfällt künftig 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.

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.

Eine wesentliche Änderung durch das reformierte EEG stellt das **Ausschreibungsmodell** dar. Ab dem Jahr 2017 wird die Höhe der Fördersätze durch Ausschreibungen im Wettbewerb ermittelt, anstatt wie bisher via gesetzlich festgelegten Fördertarifen. Um Erfahrungen zu sammeln, werden demnächst erste Auktionsverfahren für Solarstrom aus Freiflächenanlagen durchgeführt. Diese sind notwendig, da ansonsten in Zukunft die Gefahr besteht, dass entweder kein Zubau der EE erfolgt oder aber die Kosten für eine Anlage immens steigen.

Damit das Auktionssystem sinnvoll ist, muss gewährleistet werden, dass auch kleinen Anbietern faire Zugangsbestimmungen ermöglicht werden – an der Umsetzung wird gearbeitet.

Vorschau 2016: Die Verringerung der Förderung bei negativen Börsenpreisen stellt eine weitere Novität des EEG 2014 dar. Sie besagt, dass für Neuanlagen ab 500 kWp, die ab dem 1.1.2016 ins Netz gehen, der Förderanspruch für den Zeitraum entfällt, in dem an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden ohne Unterbrechung negative Börsenstrompreise auftreten.



Der FiT für **Onshore-Windkraftwerke** im Jahr 2015 in Deutschland besteht in den ersten fünf Jahren ab Inbetriebnahme aus der erhöhten Anfangsvergütung von 8,90 (alt: 8,75) Euro-Cent/kWh. 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 4,95 (alt 4,77) Euro-Cent/kWh zur Anwendung. Tarife und Boni für neue Anlagen werden seit 2013 jedes Jahr am 1.1. um 1,5 % abgesenkt.

Bei Repowering wird die Anfangsvergütung um den Repowering-Bonus in Höhe von 0,48 Euro-Cent/kWh auf 9,38 Euro-Cent/kWh erhöht, sofern bestimmte Auflagen erfüllt werden. Die ersetzten Anlagen müssen vor dem 1.1.2002 in Betrieb genommen worden sein und die installierte Leistung der Repowering-Anlage muss mindestens das Zweifache der ersetzten Anlagen betragen.



Der FiT für **Photovoltaik-Anlagen** liegt nach Anwendung der regulären Degression und der seit 1.11.2012 angewendeten erhöhten Degression (insgesamt 2,5 % pro Monat) ab 1.1.2015 um bis zu 25–30 % unter den Vergleichswerten des Vorjahres. Für Aufdach-Anlagen erhält ein EE-Produzent kapazitätsabhängig (bis max. 10 MWp) zwischen 8,64 Euro-Cent/kWh und 12,46 Euro-Cent/kWh, für Freiland-Anlagen bis 10 MWp gelten 8,64 Euro-Cent/kWh. In den Folge-monaten unterliegt der Tarif aber der dargestellten Degression.



Der FiT für **Wasserkraftwerke** beträgt ab Jänner 2015 abhängig von der Bemessungsleistung 2,99 Euro-Cent/kWh bis 11,34 Euro-Cent/kWh. Tarife für neue Anlagen werden mittlerweile monatlich um 1,0 % abgesenkt.

Für 2015 (PV: Jänner 2015) ergibt sich somit für Deutschland gem. EEG folgende Tarifsituation für Grünstrom:

RESSOURCE	TARIF 2015* (Euro-Cent/kWh)
Wind	
Onshore (Anfangsvergütung)	8,90
Repowering-Bonus	0,48
Offshore (Anfangsvergütung)	15,40
Photovoltaik	
(Jänner 2015; weitere monatliche Degression unberücksichtigt):	
Aufdach-Anlagen bis zu 10 kWp	12,46
Aufdach-Anlagen bis zu 40 kWp	11,82
Aufdach-Anlagen bis zu 1 MWp	10,54
Aufdach-Anlagen bis zu 10 MWp	8,64
Freilandanlagen bis zu 10 MWp	8,64
Wasser	
bis zu 500 kW	11,34
über 500 kW bis zu 2 MW	7,41
über 2 MW bis zu 5 MW	5,62
über 5 MW bis zu 10 MW	4,87
über 10 MW bis zu 20 MW	4,70
über 20 MW bis zu 50 MW	3,73
über 50 MW	2,99

* Ergibt sich rechnerisch aufgrund der gesetzlich vorgesehenen Degression im Ausmaß von 0,5 % (Wasser) p. m., 1,5 % (Wind) p. a. und 0,5 % p. m. (PV).



EINSCHÄTZUNG

Die deutsche Regierung hat im Sommer 2014 das EEG massiv reformiert. Schrittweise kommt es nun in den Folgejahren zu einem sehr kompetitiven Energiemarkt – hin zu einem Auktionsmarkt. Deutschland bleibt dennoch auf Kurs und erlebt eine Fortsetzung der Energiewende.

Der Windkraftsektor befürchtet jedoch durch das bevorstehende Ausschreibungsmodell Stagnationen beim Ausbau der Windenergie. Die Branche rechnet damit, dass die Windkraftfinanzierungsbedingungen durch die Direktvermarktungspflicht, Deckelung der Zubaumenge sowie die vierteljährliche Absenkung der Vergütung von 0,40 Euro-Cent/kWh¹⁰ negativ beeinträchtigt werden.

Dennoch verfügt Deutschland nach wie vor über den am weitesten entwickelten Markt im Bereich Wind und PV in Europa. Neben dem Bekenntnis zur Energiewende bieten vor allem die hohe Rechtssicherheit, die Stabilität des Staatshaushalts und die Verpflichtung der Netzbetreiber zum vorrangigen Netzanschluss positive Rahmenbedingungen für Investoren in neue EE-Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2015. Auch im Offshore-Bereich ziehen nun Netzbetreiber und Entwickler wieder an einem Strang und die beabsichtigten weiteren mehr als 6.500 MW bis 2020 scheinen realisierbar.

Dem geplanten weiteren Ausbau von EE stehen zunehmend Proteste der Bevölkerung, der Medien und Oppositionspolitiker gegen die Kosten der Energiewende entgegen. Aufgrund des Festhaltens am Atomausstieg bis 2022 führt aber kein Weg an einem weiteren Ausbau von EE vorbei – wenn auch in der Regel in kleineren und dezentralen Kraftwerken und teilweise leider auf Kosten des CO₂-Zieles. Denn Kohlekraftwerke erleben ein Revival, was der ansonsten grünen Weste Deutschlands gerade schwer zusetzt. Die Klimaziele wird Deutschland definitiv verfehlen.

Für Solarparks wird die neue Pilotausschreibung über 500 MW im Jahr 2015 ein wichtiger Prüfstein. Aber da PV schon sehr nahe der Netzparität ist, wird weiterhin mit einem Anstieg an PV-Kraftwerken über dem Zielkorridor der Regierung gerechnet.

¹⁰ EEG 2014 § 29

EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Trotz oder genau wegen der intensiven Debatten über das künftige Tarifsystem wurde der Ausbau der Erneuerbaren Energie im Jahr 2014 rekordverdächtig fortgesetzt. Die große Koalition hat das Bekenntnis zur Energiewende im Koalitionsvertrag erneuert und durch die Reform des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes deutliche Signale gesetzt. Somit bietet der deutsche Erneuerbare-Energiemarkt weiterhin gute Investitionsbedingungen sowie entsprechend hohe Rechtssicherheit und wird damit auch zukünftig einer der stärksten Märkte für erneuerbare Energieprojekte bleiben.

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.

Die im Vergleich zu anderen europäischen Ländern kurze Dauer von Bewilligungsverfahren und die Zuverlässigkeit der öffentlichen Register unterstützen erneuerbare Energieprojekte maßgeblich.

Die anhaltende Diskussion hinsichtlich Förderungen und Einspeisevorrang muss aber im Auge behalten werden.

Bulgarien

NATIONALER AKTIONSPLAN

Der im April 2011 aktualisierte Nationale Aktionsplan (NAP) sieht vor, den Anteil Erneuerbarer Energie (EE) am gesamten Energieverbrauch des Landes bis 2020 auf 16 % anzuheben. Im Jahr 2005 lag dieser Anteil bei 9,4 % und für das Jahr 2014 wird bereits ein über dem Ziel liegender Anteil von rund 17 % erwartet. Die Zielerreichung darf jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass der Energiesektor in Bulgarien nach wie vor durch Überkapazitäten bei der Stromerzeugung und einseitiger Abhängigkeit von Russland als Energierohstofflieferant (Öl, Gas, Kernkraft) gekennzeichnet ist. Zudem erfüllt eine große Zahl von veralteten Anlagen in Hinblick auf den CO₂-Ausstoß nicht die Vorgaben der Europäischen Union (EU).

Dementsprechend zielt der NAP nicht nur auf den Ausbau von EE, sondern auch auf die Reduktion der Abhängigkeit von Energierohstofflieferanten.

Zur Zielerreichung setzt die bulgarische Regierung vor allem auf die Förderung kleinerer und mittelgroßer Energieproduzenten. Geförderte Einspeisetarife, Priorität bei der Netzanbindung und garantierte Abnahme von erzeugter EE sind die Eckpfeiler des NAP und der daraus entwickelten Gesetzgebung. In der Praxis ergab sich jedoch nach einem regelrechten Boom in den Jahren 2011 und 2012 eine unklare, kurzfristig orientierte Politik, deren Höhepunkt die überraschende Einführung einer Steuer in der Höhe von 20 % auf den Umsatz von Wind- und Photovoltaik (PV)-Anlagen im Dezember 2013 war.

Diese Steuer wurde zwar im Sommer 2014 vom bulgarischen Verfassungsgerichtshof (nicht rückwirkend) aufgehoben; allerdings ergibt sich, zusammen mit den instabilen politischen Verhältnissen, kein positives Umfeld für Investitionen in EE. Nach den erneut vorgezogenen Parlamentswahlen am 5.10.2014 wurde zwar die Regierungsbildung abgeschlossen, außer allgemeinen Absichtserklärungen, wie der Förderung der Energieeffizienz sowohl im Privats als auch im Wirtschaftsbereich, wurden keine offiziellen Regierungspläne für die Entwicklung der EE veröffentlicht.

Ein weiterer Grund für den aktuellen Stillstand wird im Warten auf die Details der neuen EU-Finanzperiode gesehen.

Nach Technologien geordnet liegt der Schwerpunkt des NAP im Ausbau der **Windenergie** (das Ziel für 2020 wird im aktualisierten NAP mit 1.440 MW installierter Kapazität angegeben), der tatsächliche Ausbau stagniert aber bereits seit zwei Jahren und liegt Ende 2014 bei rund 700 MW (2013: 681 MW). Wenn hier keine Impulse gesetzt werden, rückt die Zielerreichung in weite Ferne – am Potenzial kann es jedenfalls nicht liegen. Die Erwartungen der



Währung: Lew (BGN)
(Wechselkurs EUR:BGN liegt per 2.1.2015 bei 1:1,9558)

Fläche: 111.002 km²

Bevölkerung in Mio.: 7,17

BIP in EUR Mrd.: 41,1

BIP in EUR pro Kopf: 5.738

Reales BIP-Wachstum in %: 2,0

Inflationsrate (VPI) in %: 0,7

Öffentl. Schuldenstand in % BIP: 25,1

Arbeitslosenrate in %: 11,9

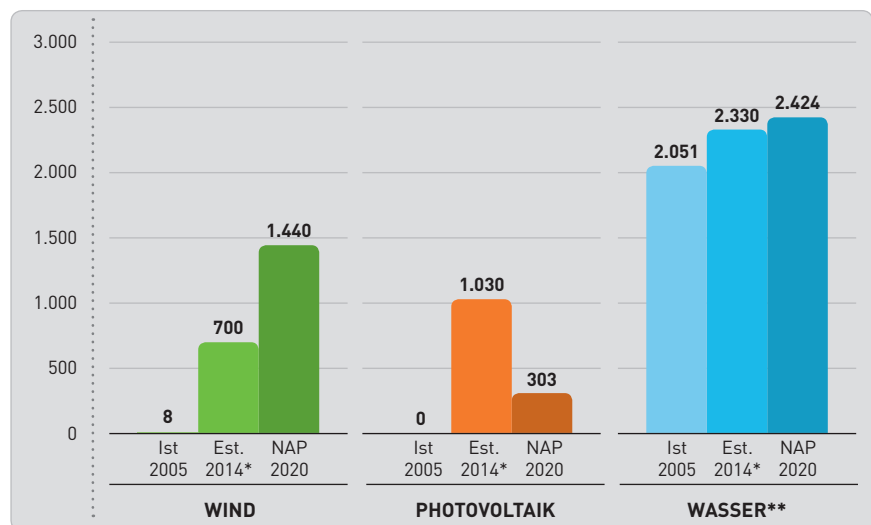
Quelle: Prognose 2015, IMF 10/2014

EWEA (Europäische Windenergie Vereinigung) für 2020 liegen im Bereich von 1.250–1.750 MW.¹¹

Nach dem markanten Ausbau-Boom im Jahr 2012 (innerhalb eines Jahres wurde die installierte Kapazität von 167 MWp auf 840 MWp gesteigert) war der Plan von 303 MWp für 2020 im Bereich **Photovoltaik** bereits im Jahr 2012 überholt. Die Zuwächse halten sich seither jedoch in Grenzen: Ende 2013 waren 1020 MWp am Netz und die Neuinstallationen im Jahr 2014 werden lediglich auf rund 10 MWp geschätzt. Das Potenzial, das laut EPIA bei rund 2.000 MWp liegt, wird hier bei weitem nicht ausgeschöpft; der wirklich limitierende Faktor dürfte eher in der Netzkapazität liegen.

Die Kapazität bei **Wasserkraft** soll bis 2020 auf 2.424 MW (ohne Pumpspeicher) erhöht werden, davon 322 MW mit einer Kapazität bis zu 10 MW. Hier sind sowohl Steigerungen bei Kraftwerken von 1–10 MW als auch bei Großkraftwerken geplant; 2013 waren bereits rund 2.325 MW am Netz, der Zuwachs im Jahr 2014 dürfte im einstelligen MW-Bereich liegen.

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



* Die Zahlen „Est. 2014“ beruhen teilweise auf Schätzungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

** Die unter Wasser aggregierten Werte wurden ohne Pumpspeicherkraftwerke (derzeit 864 MW Spitzenleistung) angegeben, da für diese bis 2020 keine Veränderung vorgesehen ist.

¹¹ EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, www.ewea.org



TARIFSYSTEM

Das Tarifsystem in Bulgarien wird seit 3.5.2011 durch das Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) geregelt, das seit seinem Inkrafttreten bereits mehrfach novelliert wurde. Das Tarifsystem fixiert einen Einspeisetarif (FiT, feed-in-tariff), der von der Technologie, der installierten Leistung und – bei Windenergie – der Produktion der Anlage gemessen in Volllaststunden abhängig ist. Der anwendbare Einspeisetarif wird vom Regulator DKEWR (Staatliche Energie- und Wasser-Regulierungskommission) grundsätzlich jährlich spätestens am 30. Juni festgesetzt und gilt dann für ein Jahr. Der Regulator hat dabei weitgehend freie Hand, die Tarifkorrekturen können daher auch drastisch ausfallen. Die nächste reguläre Tarifrevision erfolgt somit per 1.7.2015. Bezahlt wird der geförderte Tarif von den zur Abnahme verpflichteten Netzbetreibern, mit denen die langfristigen Power Purchase Agreements (PPA) abgeschlossen werden.

Während es bei Wind und PV grundsätzlich keine Kapazitätsbeschränkungen nach oben gibt, werden Wasserkraftwerke nur bis zu einer installierten Kapazität von 10 MW tariflich gefördert. Zu beachten ist ferner, dass der FiT für EE-Anlagen, die mit Hilfe von Investitionsförderungen errichtet wurden, nicht in Anspruch genommen werden kann.

Die Betreiber der Anlagen erhalten über die Laufzeit des zwingend abzuschließenden Einspeisevertrags die Vergütung, die bei Inbetriebnahme anzuwenden war; es gibt dabei keine Indexierung. Die Laufzeit ist 20 Jahre bei PV, 15 Jahre für Wasser und nur zwölf Jahre für Windenergieanlagen.

Bei Einreichen des Projektantrages an den Netzbetreiber hat der Anlagenbetreiber eine Vorauszahlung von BGN 5.000 (rund EUR 2.500)/MW zu entrichten; Ausnahmen gibt es hier technologieabhängig für Kleinanlagen bis 1,5 MW. Bei Abschluss des vorläufigen Netzanschlussvertrages wird eine Anschlussgebühr von BGN 25.000 (rund EUR 12.500) pro geplantem MW fällig, sofern die geplante Kapazität unter 5 MW liegt. Bei größeren Anlagen erhöht sich diese Gebühr auf BGN 50.000 (rund EUR 25.000). Diese Gebühr ist vom Netzbetreiber zurückzuzahlen, falls der Vertrag ohne Schuld des Antragstellers nicht zustande kommt. Gründe für ein Nichtzustandekommen können vor allem in der Netzkapazität liegen. Netzbetreiber haben nicht mehr die Pflicht, RES prioritär an ihr Netz anzuschließen; es gilt lediglich Nicht-Diskriminierung gegenüber anderen Energiequellen.

Grundsätzlich positiv ist anzumerken, dass die bulgarische Währung de facto mit dem fixen Kurs von BGN 1,9558 an den Euro gebunden ist, wodurch Kursrisiken bis auf weiteres weitgehend ausgeschaltet sind.



Der FiT für neue **Windkraftwerke** in Bulgarien wurde durchschnittlich um rund 21 % abgesenkt und beträgt seit dem 1.7.2014 im schlechtesten Fall BGN 83,16/MWh (rund 4,24 Euro-Cent/kWh; dieser Tarif bezieht sich auf in anderen Ländern nicht separat angeführte „Windanlagen mit Asynchrongenerator mit Käfigrotor“), im besten Fall für Kleinanlagen bis 30 kW BGN 137,98/MWh (ca. 7,06 Euro-Cent/kWh).



Für **Photovoltaik-Anlagen** beträgt der FiT seit 1.7.2014 je nach installierter Leistung zwischen BGN 211,81/MWh (rund 10,84 Euro-Cent/kWh) für Aufdach-Anlagen bis maximal 5 kWp und BGN 131,36/MWh (rund 6,70 Euro-Cent/kWh) für Großanlagen über 10 MW. Die Tarifsenkung gegenüber dem Vorjahr beträgt je nach Art der Anlage zwischen 18 % und 40 %.



Der FiT für **Wasserkraftwerke** (bis 10 MW) wurde hingegen per 1.1.2014 nur moderat abgesenkt (um rund 2 %) und beträgt abhängig von Art und Größe der Anlage zwischen BGN 93,69/MWh (rund 4,81 Euro-Cent/kWh) und BGN 193,19/MWh (rund 9,87 Euro-Cent/kWh).



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

RESSOURCE	TARIF BRUTTO 2015 [BGN/kWh]	TARIF BRUTTO 2015 [Euro-Cent/kWh]
Wind		
< 30 kW	0,138	7,06
< 200 kW	0,129	6,60
< 1 MW	0,117	5,98
> 1 MW	0,096	4,91
Windanlagen mit Asynchrongenerator mit Käfigrotor	0,083	4,24
Photovoltaik		
a) Aufdach-Anlagen / Fassaden		
< 5 kWp	0,212	10,84
< 30 kWp	0,204	10,43
< 200 kWp	0,169	8,64
< 1000 kWp	0,145	7,41
b) Freiland-Anlagen		
< 30 kWp	0,152	7,77
< 200 kWp	0,143	7,31
< 10.000 kWp	0,134	6,85
> 10.000 kWp	0,131	6,70
Wasser		
Mikro-Wasserkraftwerke bis 200 kW	0,193	9,87
Niederdruck-Wasserkraftwerke, Netto-Fallhöhe bis 30 m, 200 kW bis 10 MW	0,189	9,66
Niederdruck-Laufwasserkraftwerke, Fallhöhe bis 15 m, 200 kW bis 10 MW	0,237	12,12
Mitteldruck-Wasserkraftwerke, Fallhöhe von 30 m bis 100 m, 200 kW bis 10 MW	0,159	8,13
Hochdruck-Wasserkraftwerke, Fallhöhe über 100 m, 200 kW bis 10 MW	0,152	7,77
Mikro-Pumpenwasserkraftwerke	0,094	4,81

EINSCHÄTZUNG

Die für Investoren in EE bzw. Betreiber von Wind- und PV-Anlagen erfreulichste Meldung ist sicherlich die im Juli 2014 erfolgte Aufhebung der 20 % igen Sondersteuer auf die Einnahmen aus solchen Anlagen. Andererseits zeigt sich auch durch diese Maßnahme (wie schon durch die Einführung und spätere Aufhebung einer Netzgebühr im Jahre 2012), dass es in Bulgarien an Berechenbarkeit des rechtlichen Umfeldes mangelt – und diese ist gerade bei langfristigen Investitionen wie die in EE ein wesentlicher Faktor.

Das haben auch drei der größten Stromproduzenten, nämlich die österreichische EVN sowie die tschechischen Unternehmen CEZ und Energo-Pro zur Kenntnis nehmen müssen – gegen diese Unternehmen wurde im März 2014 in Folge eines Streits um Subventionsrückzahlungen ein Lizenzzugsverfahren eingeleitet, das zwar von der Kommission für Energie- und Wasserregulierung nicht weiter verfolgt wird, aber natürlich nicht vertrauensbildend wirkt.

Keine Verbesserungen konnten bisher auch im Bereich des als schwierig geltenden Netzzugangs sowie bei den hohen bürokratischen Hürden bei den Genehmigungsverfahren beobachtet werden. Ob die neu gebildete Regierung hier Akzente setzen kann, bleibt abzuwarten. Wichtiger als die Förderung von EE wird ein niedriger Strompreis für die Konsumenten erachtet.

Demensprechend sind Investitionsaktivitäten im Bereich EE praktisch zum Erliegen gekommen. Die zum Teil signifikante Absenkung der Einspeisepreise für neue Anlagen spielt hier sicher eine Rolle; auch die Ukraine-Krise wirft ihre Schatten auf die Anrainerstaaten des Schwarzen Meeres und wirkt jedenfalls nicht positiv auf die Investitionsbereitschaft im Allgemeinen.

EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Die im Jahr 2012 eingeführte Netzgebühr wurde im vorangegangenen Jahr zwar aufgehoben, jedoch wurde das Vertrauen der Investoren durch die Einführung und wieder Aufhebung einer 20-%-Steuer (im Jahr 2014) auf Erlöse aus Wind- und Photovoltaik-Kraftwerke erneut auf die Probe gestellt. Durch diese und weitere politisch bzw. regulatorisch bedingte Maßnahmen wurden die Rahmenbedingungen erschwert. Der Ausbau und die Finanzierung von EE-Kraftwerken sind praktisch zum Stillstand gekommen. Aus heutiger Sicht ist auch im laufenden Jahr mit keiner wesentlichen Verbesserung dieser Situation zu rechnen.

EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

Die in den letzten Jahren immer wieder überfallsartig eingeführten Netzgebühren oder gleich hohen Steuern haben zu grundsätzlicher Kritik daran geführt, ob in Bulgarien stabile rechtliche und steuerliche Investitionsbedingungen herrschen.

Kroatien

NATIONALER AKTIONSPLAN

Kroatien ist seit 1.7.2013 Mitglied der Europäischen Union (EU) und musste im Jahr 2013 erstmals einen verbindlichen Nationalen Aktionsplan (NAP) für die Energie- sowie Klimaziele Kroatiens erstellen. Zuständig für den NAP ist der Minister für Wirtschaft, Arbeit und Unternehmertum. Der im Oktober 2013 eingereichte NAP geht von einem Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) am Gesamtenergieverbrauch von 15,1 % per Ende 2012 aus; das Ziel für 2020 sind 20 %. Der Fokus liegt dabei vor allem auf Biomasse, Biogas, Kogenerationsanlagen und Kleinwasserkraftwerken.

Derzeit fehlt jedoch noch immer das schon lange angekündigte neue **Alternativenergiegesetz**, welches die Umweltschwerpunkte, die es zu fördern gilt, genau definiert. Im September 2014 hat die kroatische Regierung einen Entwurf zum neuen Alternativenergiegesetz angenommen, die Verabschiedung des Gesetzes wird jedoch erst nach Drucklegung erwartet. Laut vorliegenden Informationen soll es zu einer Neuordnung der Einspeisetarife kommen, bei der – im Einklang mit dem NAP – vermutlich die Förderung der Windkraft weiter reduziert und im Solarbereich lediglich auf kleine Erzeuger (Hausdach-Anlagen) gerichtet werden soll. Biomasse, Biogas und kleine Wasserkraftwerke sollen hingegen potenzielle Schwerpunkte werden.

Windenergie soll von rund 339 MW, die in 16 Windparks per Jahresende 2014 installiert sind, auf 400 MW bis 2020 ausgebaut werden. Da für weitere 396 MW (zwölf Projekte) bereits ein Einspeisevertrag mit HROTE (kroatischer Energie-Regulator) vorliegt, wird der NAP in diesem Bereich wohl deutlich überschritten werden, auch wenn diese Anlagen aus verschiedenen Gründen noch nicht am Netz sind. Nur eine einzige Anlage (2,5 MW) hat dabei einen Vertrag zum neuen Referenzpreis-Tarif; ein klares Zeichen, dass dieser Tarif keine weiteren Impulse setzen wird (Details dazu weiter unten). Die EWEA erwartet für 2020 Installationen im Bereich von 500–700 MW.¹²

Der NAP für **Photovoltaik** (PV) ist mit 52 MWp angesichts der Einstrahlungsverhältnisse sehr bescheiden. Allerdings gibt es in diesem Bereich überhaupt erst seit 2013 merkbare Installationen, nämlich 20 MWp; laut HROTE-Homepage waren mit Ende 2014 33,1 MWp am Netz angeschlossen; für weitere etwa 23 MWp liegen bereits Verträge vor, die meisten davon mit dem neuen Tarif.

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 2014 nur rund 1,5 MW installiert



Währung: Kroatische Kuna (HRK)

(Wechselkurs EUR:HRK liegt per 2.1.2015 bei 1:7,6713)

Fläche: 56.594 km²

Bevölkerung in Mio.: 4,28

BIP in EUR Mrd.: 42,6

BIP in EUR pro Kopf: 9.947

Reales BIP-Wachstum in %: 0,5

Inflationsrate (VPI) in %: 0,2

Öffentl. Schuldenstand in % BIP: 68,5

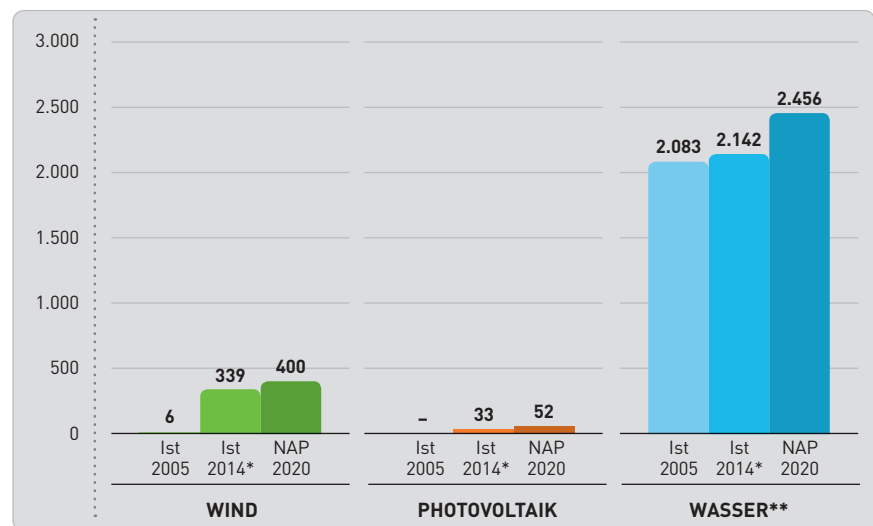
Arbeitslosenrate in %: 17,1

Quelle: Prognose 2015, IMF 10/2014

¹² EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, www.ewea.org

waren (zusätzliche Projekte, die noch nicht am Netz sind, liegen im Ausmaß von 3,5 MW vor), wird der NAP hier wohl nur schwer zu erreichen sein.

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



* Die Zahlen „Ist 2014“ beruhen auf Angaben auf der Homepage von HROTE.

** Die unter Wasser aggregierten Werte betreffen Anlagen < 10 MW installierte Leistung.

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).

Grünstrom wird verpflichtend vom kroatischen Energiemarkt-Operator (HERA) zu den festgelegten Preisen abgenommen. Voraussetzung dafür ist der Status „qualifizierter RES-Produzent“, der wiederum auf gesetzlicher Grundlage vom kroatischen Energieregulator (HROTE)¹³ erteilt wird.

Trotz Liberalisierung wird der kroatische Elektrizitätsmarkt nach wie vor vom staatlichen Verbundnetzbetreiber HEP mit seiner RES-Tochtergesellschaft HEP OIE d.o.o. weitgehend beherrscht.

¹³ Anmerkung: HERA hat gleichzeitig die Aufsicht über HROTE.



Finanziert wird das Grünstromsystem durch eine Umlage auf alle Stromkunden: Die Stromproduzenten speisen ihren Grünstrom in das jeweilige Netz ein und stellen monatlich eine Rechnung an HROTE, die den Strom ihrerseits mit Aufschlag der „Incentive Fee“ an die Netzbetreiber fakturiert. Dieser Aufschlag von HRK 0,035/kWh (rund 0,46 Euro-Cent/kWh) wird letztlich an die Endverbraucher weiterverrechnet.

Das geltende **Tarifsystem** für Grünstrom wird gemäß Artikel 30, Absatz 3 des Energiegesetzes in der aktuellen Fassung (120/2012) spätestens zum 31. Oktober des Vorjahres von der kroatischen Regierung beschlossen und gilt dann ab 1. Jänner des Folgejahres. Es regelt die Rechte der RES-Produzenten, die Tarife und anzuwendende Zuschläge.

Erwähnenswert ist auch der mögliche variable Tarifanteil für Beiträge zur heimischen Wertschöpfung als Aufschlag auf den Fixpreis (FiT/feed-in-tariff) mit bis zu 15 %. Weiters sind im Tarifsystem eine Reihe von begleitenden Bestimmungen enthalten, darunter die Verpflichtung des Anlagenbetreibers, die Anlagen am Ende der Laufzeit auf eigene Kosten zu entsorgen, eine Deckelung bestimmter Projekte sowie Rahmenbedingungen für den Abschluss eines Power Purchase Agreement (PPA) mit HROTE, etwa die Beibringung einer Bankgarantie über 10 % der geplanten Investition für Projekte über 300 kW.

Zusätzlich zu den unten angeführten Kapazitätsbeschränkungen bei der Förderung gibt es bei PV noch eine allgemeine Beschränkung: den FiT erhalten pro Jahr nur die ersten 5 MWp auf privaten und die ersten 2 MWp auf öffentlichen Gebäuden.

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 2015 mit HRK 0,53/kWh (rund 6,91 Euro-Cent/kWh) festgelegt wurde.



Für **Photovoltaik** gibt es einen FiT nur für Aufdach-Anlagen bis zu einer Leistung von 300 kWp; für größere sowie Freiflächen-Anlagen gilt der Referenzpreis (RC) von HRK 0,53/kWh (rund 6,91 Euro-Cent/kWh). Die Tarife für PV-Anlagen sind in drei Klassen unterteilt (bis zu 10/30/300 kWp) und reichen von HRK 1,54/kWh bis HRK 1,91/kWh (rund 20,07 Euro-Cent/kWh bis rund 24,90 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 HRK 1,59–2,29/kWh lukrieren (rund 20,73–29,86 Euro-Cent/kWh).



Für **Wasserkraft** liegt der FiT im Jahr 2015 für Kleinwasserkraftwerke bis 300 kW bei HRK 1,07/kWh (rund 13,95 Euro-Cent/kWh). Für Wasserkraftwerke bis 2 MW installierte Leistung beträgt der FiT HRK 0,93/kWh (rund 12,12 Euro-Cent/kWh); bis zu 5 MW Leistung HRK 0,88/kWh (rund 11,47 Euro-Cent/kWh). Für Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung über 5 MW gilt der Referenzpreis (RC) von 0,47/kWh (rund 6,13 Euro-Cent/kWh).

Für 2015 ergibt sich somit für Kroatien folgende Tarifsituation für Grünstrom:

RESSOURCE	TARIF 2015 (HRK/kWh)	TARIF 2015 (Euro-Cent/kWh)
Wind		
Kapazitätsunabhängig	0,53 (RC)	8,91
Photovoltaik		
Netzintegriert und maximal 10 kWp	1,91	24,90
Netzintegriert, > 10 kWp und maximal 30 kWp	1,70	22,16
Netzintegriert, > 30 kWp und maximal 300 kWp	1,54	20,07
Wasser		
bis 300 kW	1,07	13,95
> 300 kW und max. 2 MW	0,93	12,12
> 2 MW und < 5 MW	0,88	11,47

Für PV-Anlagen über 300 kWp und Wasserkraftwerke mit einer Leistung von über 5 MW gilt der RC (für 2015: 0,53 HRK/kWh, rund 6,91 Euro-Cent/kWh).

EINSCHÄTZUNG

Grundsätzlich wäre Kroatien ein Land mit guten Voraussetzungen für die Entwicklung von EE. Die große Importabhängigkeit (derzeit wird rund die Hälfte des Energiebedarfs importiert), die lange, windreiche Küste, die hohe Sonneneinstrahlung und die problematische Versorgung der vielen Inseln mit Energie vom Festland wären klare Argumente für den Ausbau von EE.

Tatsächlich wurden zuletzt von der kroatischen Regierung mit dem Auslaufen des Fördertarifs für Windkraft- und größere PV-Anlagen eher gegenteilige Akzente gesetzt.

Als neues Mitglied der EU ist Kroatien nach wie vor in vielen Bereichen damit beschäftigt, EU-Standards zu erfüllen. Die Kapazität der Behörden ist daher nicht immer auf die rasche Abwicklung von einzelnen Projekten gerichtet. Nach wie vor sind Investoren mit einem langwierigen und umfangreichen



Bewilligungsverfahren konfrontiert. Auch bei der Netzkapazität ist man nach wie vor mit Engpässen konfrontiert. Netzbetreiber haben nicht die Pflicht, RES prioritär anzuschließen, es gilt lediglich Nicht-Diskriminierung. Ebenso gibt es keine Verpflichtung zum Netzausbau; der Netzbetreiber kann RES-Projekte wegen mangelnder Kapazität ablehnen. Hier gibt es jedoch bereits Anzeichen dafür, dass diese Kapazitäten in den nächsten Jahren erweitert werden.

EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Insbesondere im Bereich Windenergie sind eine Vielzahl von Projekten in Planung, jedoch aufgrund der langwierigen behördlichen Verfahren wird die Projektentwicklung erschwert. In den Bereichen Photovoltaik und Kleinwasser geht der vorläufige Nationale Aktionsplan von einem wesentlichen Anstieg aus, wobei jedoch die tatsächliche Umsetzung abzuwarten ist. Bei der Finanzierung von erneuerbaren Energieprojekten ist zu berücksichtigen, dass Investitionskosten in Euro erfolgen, während Einspeisetarife in Kuna ausbezahlt werden. Somit ergeben sich Wechselkursrisiken, die auch mit höheren Cover-Ratios nur schwer in den Griff zu bekommen sind. Es wird sich zeigen, ob durch den erfolgten EU-Beitritt die Chancen für die Umsetzung der Projektpipeline und die Finanzierungsbereitschaft am Finanzierungsmarkt steigen.

EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

Die größte Hürde bei der Errichtung von Alternativenergieanlagen in Kroatien stellt nach wie vor das umfangreiche und langwierige Genehmigungsverfahren dar. Auch gibt es oft Einschränkungen hinsichtlich der Widmung von Liegenschaften, die vor allem auf Inseln und in Küstenregionen erneuerbare Energieprojekte de facto unmöglich machen. Positiv erwähnt werden muss die Rechtssicherheit vor kroatischen Gerichten und Behörden.

Polen

**Währung:** Zloty (PLN)

(Wechselkurs EUR:PLN liegt per 2.1.2015 bei 1:4,3053)

Fläche: 312.685km²**Bevölkerung in Mio.:** 38,54**BIP in EUR Mrd.:** 419,6**BIP in EUR pro Kopf:** 10.888**Reales BIP-Wachstum in %:** 3,3**Inflationsrate (VPI) in %:** 0,8**Öffentl. Schuldenstand in % BIP:** 49,0**Arbeitslosenrate in %:** 9,5

Quelle: Prognose 2015, IMF 10/2014

NATIONALER AKTIONSPLAN

Die im Nationalen Aktionsplan (NAP) festgelegten Ziele sehen für das Jahr 2020 einen Anteil von 15 % an Erneuerbaren Energien (EE) am Energieverbrauch vor (ausgehend von 7,2 % im Jahr 2005). Das bedeutet, dass auch weiterhin der Großteil des Energieverbrauchs durch Kohle gedeckt werden wird. In Hinblick auf Technologien bei EE ist der Plan besonders auf Steigerungen bei Biomasse (vor allem Co-Firing)¹⁴ und Windenergie ausgerichtet.

Dementsprechend geht man bis 2020 im **Windbereich** von einer Erhöhung der Kapazitäten auf 5.600 MW onshore, 500 MW offshore sowie 550 MW im Bereich der Kleinwindanlagen aus. Ende 2014 waren laut dem polnischen Energie-regulator URE bereits rund 3.680 MW am Netz, eine Steigerung von 290 MW gegenüber 2013 (3.390 MW). Laut einer EWEA-Studie für 2014 waren Ende 2014 sogar 3.833 MW errichtet. Polen ist somit weiterhin eines der Länder mit relevantem Zuwachs im Windkraftbereich. Die EWEA rechnet für 2020 mit Installationen im Bereich von 7.000–12.500 MW (davon bis zu 500 MW offshore).¹⁵

Die **Photovoltaik (PV)** ist noch das Stiefkind – hier werden vor allem Kleinanlagen forciert. Die geplante installierte Leistung für 2020 liegt bei lediglich 3 MWp und ist von der Realität bereits überholt (Stand Ende 2014: rund 4 MWp). Das liegt nicht nur an der geografischen Lage Polens, sondern auch am aktuell noch gültigen Tarifsystem, das keine Differenzierung nach Technologie kennt und daher bisher kein geeignetes Umfeld für die Errichtung von PV bieten konnte.

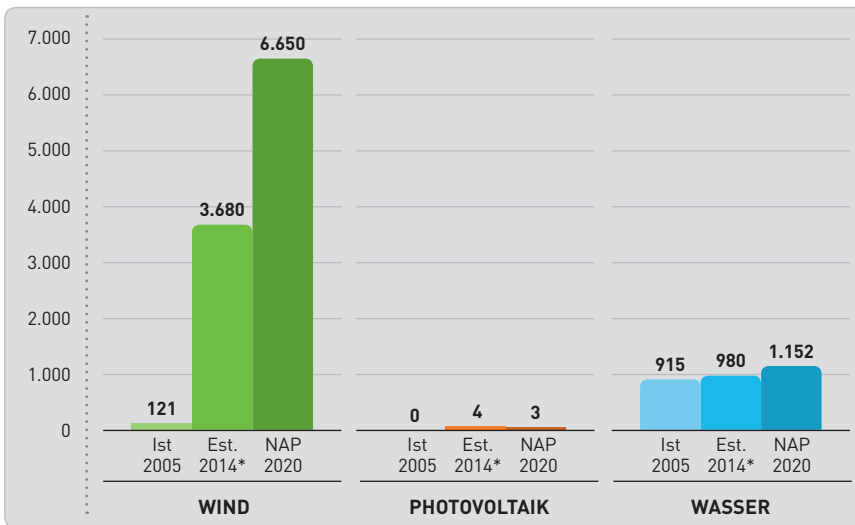
Bei **Wasserkraft** sieht der NAP für das Jahr 2020 eine installierte Kapazität von 1.152 MW vor; Ende 2014 waren rund 980 MW am Netz.

¹⁴ Mit Co-Firing wird das Mitverbrennen organischer Abfälle in Kohlekraftwerken bezeichnet.

¹⁵ EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, www.ewea.org



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



* Die Zahlen „Est. 2014“ beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

TARIFSYSTEM

In Polen gibt es nach wie vor kein eigenes EE-Gesetz (EEG); alle Regelungen finden sich im allgemeinen Energiegesetz vom 10.4.1997. Demnach beruht die gültige Tarifstruktur 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 Energie-regulator URE auf Basis des Durchschnittspreises des vorangegangenen Kalenderjahres festgelegt und ist jeweils ab 1. April gültig. Bis 31.3.2015 beträgt der aktuelle Energiepreis PLN 181,55/MWh (rund 4,22 Euro-Cent/kWh).

Zusätzlich kann der Energieproduzent technologieunabhängig auch Erlöse durch den Verkauf von **Grünzertifikaten** (GC) erzielen, die wiederum von URE abhängig vom Herkunftsnachweis zugeteilt werden. Nach wie vor ist die Zuteilung von GC für alle EE-Technologien einheitlich mit 1 GC/MWh fixiert, was bisher dem Ausbau von PV-Anlagen nicht förderlich war.

Der Handel der GC erfolgt an der polnischen Energiebörse TGE. Der erzielbare Preis für GC bewegte sich im Dezember des Jahres 2014 um PLN 182/MWh (entspricht rund 4,23 Euro-Cent/kWh). Das ist deutlich weniger, als man

beispielsweise noch im Jahr 2012 lukrieren konnte; damals lag der Durchschnittspreis noch bei ca. PLN 230/MWh (rund 5,34 Euro-Cent/kWh). Anders als etwa in Rumänien gibt es für GC kein Preisband mit Ober- oder Untergrenzen. Angebot und Nachfrage regeln den erzielbaren Preis.

Die Nachfrage nach GC wird dadurch generiert, dass der Anteil des aus EE nachweislich zu produzierenden Stroms gesetzlich festgelegt wird („Quote“). Diese Quote steigt jährlich (2014 betrug sie 11,4 %, für 2015 wurden 11,9 % festgelegt) und sorgt so für eine gewisse Nachfrage an GC.

Eine Alternative zum Ankauf von GC ist das Bezahlen einer Kompensationsgebühr in der Höhe von PLN 303,03/MWh (rund 7,04 Euro-Cent/kWh), die ab 2014 nicht mehr valorisiert werden soll. Wird weder die Quote erfüllt noch die Kompensationsgebühr entrichtet, droht ein Strafzuschlag von 130 % auf die Kompensationsgebühr.

In der Praxis handeln Produzenten von Grünstrom ihre Zertifikate und den produzierten Strom an der Börse; weit verbreitet sind aber langfristige Verträge (zehn bis 15 Jahre) mit Stromhändlern (sogenannte Certificate Purchase Agreements, CPA, und Power Purchase Agreements, PPA). Die auf diese Weise langfristig gesicherten Preise liegen naturgemäß zum Teil deutlich unter den aktuellen Preisen an der Börse.

Für **2015** ergibt sich – bis zum Inkrafttreten des erwarteten neuen Auktionsystems – für Polen folgende, ungewöhnlich übersichtliche Vergütungssituation für Grünstrom:

RESSOURCE	MARKTPREIS (EST.) FÜR GC 2015 (Euro-Cent/kWh)	ENERGIEPREIS* 2015 (Euro-Cent/kWh)	GESAMTPREIS (EST.) 2015 (Euro-Cent/kWh)
Wind			
Wind allgemein	4,23	4,22	8,44
Photovoltaik			
PV allgemein	4,23	4,22	8,44
Wasser			
Wasser allgemein	4,23	4,22	8,44

* Gilt bis 31.3.2015; neuer Energiepreis ist per Verordnung von URE ab 1.4.2015 neu festzulegen.



Das lange erwartete neue EEG wurde im April 2014 von der polnischen Regierung als Entwurf vorgestellt. Laut diesem Entwurf soll in Polen im Rahmen eines vollständigen Systemwechsels ein Auktions-Verfahren eingeführt werden. Eigentümer von Anlagen können künftig den Strom im Rahmen von Auktionen verkaufen und der in der Auktion festgelegte Preis wird unabhängig von den Marktpreisen 15 Jahre gewährt. Das Ziel des neuen Gesetzes ist vor allem, die Stabilität der Förderstruktur zu erhöhen und damit Unsicherheiten für Investoren zu minimieren. Zusätzlich soll durch eine Deckelung der Vergütung die Kostenbeteiligung seitens der Verbraucher in Grenzen gehalten werden. Mindestens ein Viertel der Energie soll aus erneuerbaren Quellen von kleinen Anlagen mit unter 1 MW Leistung stammen, wodurch PV-Anlagen stärker in den Fokus rücken könnten.

Eigentümer bestehender Anlagen sollen zwischen dem geltenden System der GC und dem neuen Auktionssystem wählen können; es gibt aber naturgemäß keine Garantie auf erfolgreiche Auktionsteilnahme. Unterlegene Bieter müssen dann im alten Quotensystem bleiben, das aber im Jahr 2021 endgültig auslaufen soll.

Das **neue** System wird ein **Auktionssystem mit Premiumtarifen** sein. Die Ausschreibung bezieht sich nicht auf Technologien, sondern auf die anzubietenden Mengen an erzeugtem Strom. Das primäre Entscheidungskriterium wird der Preis pro MWh sein; mit anderen Worten, der Stromproduzent mit dem günstigsten Angebot erhält den Zuschlag.

Das neue Fördersystem soll nicht für Wasserkraftwerke mit mehr als 1 MW installierter Leistung gelten. Weiters wird URE die Menge an einspeisbarem Grünstrom pro Netzbetreiber für EE-Technologien, die weniger als 3.500 Volllaststunden p. a. produzieren, begrenzen; das betrifft vor allem Onshore-Wind und PV. In der Praxis wird das im Umkehrschluss so interpretiert, dass die Netzbetreiber Anlagen bis zum URE-Mengenlimit auch anschließen müssen.

Nach letzten Informationen wird dieses Gesetz voraussichtlich mit 1.1.2016 in Kraft treten.

EINSCHÄTZUNG

Nach wie vor stützt sich die Stromerzeugung in Polen überwiegend auf Kohle. Damit ist zwar eine relativ geringe Importabhängigkeit gegeben (rund 30 %), die verbindlichen Klimaziele erfordern jedoch eine stärkere Orientierung hin zu EE. Vor allem Wind, aber auch Wasserkraft können hier wesentliche Beiträge zum künftigen Energiemix liefern.

PV spielte bisher keine große Rolle, bedingt vor allem durch das für diese Technologie ungünstige Förderregime, aber teilweise wohl auch aus geografischen Gründen. Das wird sich – für Großanlagen – durch das geplante Auktionssystem auch nicht wesentlich ändern, anders als 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“¹⁶ – für Installationen bis 3 kWp werden über 15 Jahre 0,75 PLN/kWh bezahlt (rund 17,42 Euro-Cent/kWh), für Anlagen bis zu 10 kWp 0,65 PLN/kWh (rund 15,10 Euro-Cent/kWh).

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. Gleichzeitig werden jedoch Projekte mit grenzwertiger Rentabilität in Zukunft wohl nicht mehr realisiert. Unter dem Strich 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.

¹⁶ Dieses Kunstwort bezeichnet private Haushalte (Konsumenten), die überschüssigen Strom in das Netz einspeisen (und damit gleichzeitig als Produzenten gelten).



EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

In den vorangegangenen Jahren ist es im Windbereich zu einem wesentlichen Ausbau gekommen, der sogar die geplanten installierten Kapazitäten gemäß Nationalem Aktionsplan übertroffen hat. Mit dem geplanten Erneuerbare-Energie-Gesetz wird ein zusätzlicher Investitionsschub erwartet.

Polen bietet nach wie vor hohe Rechtssicherheit, ein klares politisches Commitment für Windenergie sowie einen liquiden Bankenmarkt. Das geplante Auktionssystem bringt für die Banken während der Projektentwicklungsphase keine zusätzliche Sicherheit, wird jedoch die Finanzierung für die Banken in der Betriebsphase (nach bereits erteiltem Zuschlag) attraktiv machen.

EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

Das polnische Recht der Erneuerbaren Energie befindet sich seit 2012 in andauernder politischer Diskussion, das Warschauer Wirtschaftsministerium musste bislang mehrere Entwürfe des neuen Erneuerbare-Energie-Gesetzes, die signifikante Veränderungen für erneuerbare Energieprojekte vorsahen, zurücknehmen. Auch der nun vorliegende Reformentwurf wird mit großer Wahrscheinlichkeit noch mehrmals abgeändert.

Rumänien



Währung: Leu (RON)

(Wechselkurs EUR:RON liegt per 2.1.2015 bei 1:4,5020)

Fläche: 238.391 km²

Bevölkerung in Mio.: 19,83

BIP in EUR Mrd.: 154,6

BIP in EUR pro Kopf: 7.798

Reales BIP-Wachstum in %: 2,5

Inflationsrate (VPI) in %: 2,9

Öffentl. Schuldenstand in % BIP: 39,6

Arbeitslosenrate in %: 7,1

Quelle: Prognose 2015, IMF 10/2014

NATIONALER AKTIONSPLAN

Laut dem Nationalen Aktionsplan (NAP) soll der Anteil am Bruttoenergieverbrauch aus erneuerbaren Energiequellen (EE) von 17,8 % im Jahr 2005 auf 24 % im Jahr 2020 gesteigert werden. Ferner sieht der NAP Verbesserungen der Mechanismen auf den Wettbewerbsmärkten für Strom, Erdgas, Erdöl, Uran, Zertifikaten und Energiedienstleistungen vor, ebenso wie eine Liberalisierung des Energietransits und den nichtdiskriminierenden Zugriff zu den internationalen Transportnetzen und Anschlüssen.

Windenergie soll den größten Anteil an der angestrebten Steigerung liefern; bis 2020 sollen 4.000 MW installiert sein. Der Engpassfaktor bleibt die Netzkapazität, vor allem in der für Windenergie attraktiven Küstenregion Dobrogea. Wie schon im Jahr 2013 mussten auch 2014 die Ausbau-Prognosen nach unten korrigiert werden, waren aber dennoch mit rd. 400 MW an Zubau erfolgreich, so dass Ende 2014 rund 3.000–3050 MW am Netz erwartet werden. Die Schätzungen der EWEA für 2020 wirken vergleichsweise pessimistisch und reichen von 3.000–3.500 MW.¹⁷

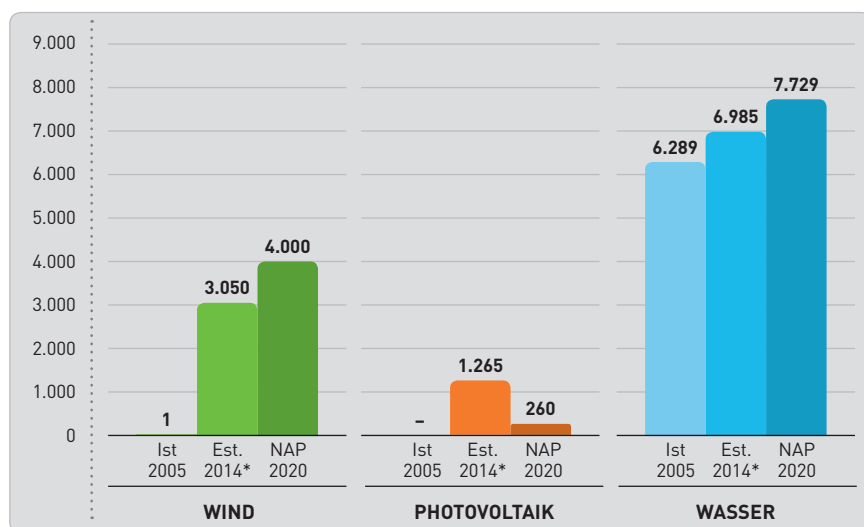
Die 260 MWp an **Photovoltaik-(PV)-Anlagen**, die der NAP für Ende 2020 vorsieht, wirken im Vergleich zu den Zielen bei Windkraft bescheiden. Hier war in den letzten Jahren allerdings ein regelrechter Ausbau-Boom zu beobachten, der zweifellos durch die große Anzahl von zu vergebenen Grünzertifikaten (GC; mehr dazu unten) befeuert wurde. Waren noch Ende 2012 lediglich 51 MWp am Netz, waren es Ende 2013 bereits 1.151 MWp, die Schätzung für Dezember 2014 liegt bei 1.265 MWp, das NAP-Ziel für 2020 ist demnach bereits um ein Vielfaches überschritten.

Auch **Wasserkraft** – eine wichtige Energiequelle, Rumänien ist hier nach Österreich die Nummer 2 unter den untersuchten Ländern – soll entscheidend zum Erreichen der NAP-Ziele beitragen. Die Kapazität soll von 6.289 MW im Jahr 2005 auf 7.729 MW im Jahr 2020 gesteigert werden. Das NAP-Zwischenziel für 2014 sieht 7.087 MW installierte Wasserkraftwerkskapazitäten vor (davon 587 MW in Form von Kleinwasserkraftwerken unter 10 MW installierter Leistung). Tatsächlich waren Ende 2014 knapp unter 7.000 MW installiert, davon 575 MW mit Kleinwasserkraftwerken.

¹⁷ EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, www.ewea.org



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



* Die Zahlen „Est. 2014“ beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

TARIFSYSTEM

In Rumänien wird die Produktion von EE mit einem **Quotensystem mit Grünzertifikaten (GC)** gefördert, welches im Gesetz 220/2008 geregelt und seither mehrfach durch Verordnungen ergänzt wurde. Demnach erhalten Produzenten von Grünstrom technologieabhängig eine unterschiedliche Zahl an GC. Der Preis dieser GC wird grundsätzlich durch den Markt bestimmt, jedoch gibt es eine gesetzlich bestimmte Obergrenze (ursprünglich EUR 55,00, Schätzung für 2015: EUR 60,30) sowie eine Untergrenze (ursprünglich EUR 27,00, Schätzung für 2015 EUR 29,60) pro GC, die den Investoren eine gewisse Sicherheit bieten soll. Diese Grenzen werden jährlich mit dem Inflationsindex der Euro-Zone (laut EUROSTAT) durch die Regulierungsbehörde ANRE valorisiert; die Umrechnung RON/EUR erfolgt mit dem Durchschnittskurs des vorangegangenen Dezembers. Die oben genannten Schätzungen enthalten bereits die Valorisierung für 2015.

Zusätzlich zum Erlös aus dem Verkauf von GC erhält der Grünstromproduzent den Marktpreis (je nach Marktsituation rund 3,80 Euro-Cent/kWh) am Strommarkt. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Herstellung von Grünstrom an das Netz anzuschließen und die produzierte Grünstrommenge auch tatsächlich zu übernehmen.

Eine **Quotenregelung**, die für jeden Stromerzeuger und -händler gilt, der laut Bescheid von ANRE zur Teilnahme berechtigt ist, schreibt einen jährlich steigenden Anteil an GC bis zur Erreichung des Ziels von 20 % im Jahr 2020 vor. Eine Nichterfüllung der Quote wird pönalisiert; die zu bezahlende Strafe beläuft sich aktuell auf rund EUR 119,30/MWh und wird von ANRE jährlich valorisiert.

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.

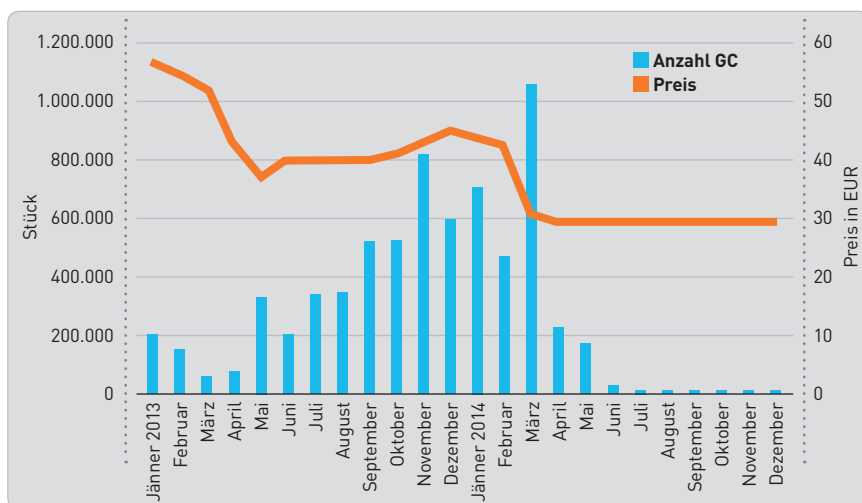
Um ein Überangebot an GC durch den Boom bei PV-Anlagen zu vermeiden, wurde im Jahr 2013 mit Eilverordnung beschlossen, den Betreibern zustehende GC nur mehr teilweise auszugeben und die zurückbehaltenen GC erst in den Jahren ab 2017 (PV und Wasser) bzw. 2018 (Wind) nachzureichen. So wurden für Wind nur mehr ein GC (statt zwei), für PV nur vier (statt sechs) und für Wasser zwei (statt drei) GC ausgegeben.

Neu eingeführt wurde mit dieser Eilverordnung auch, dass für ANRE bei Bedarf die Möglichkeit besteht, ein Jahr lang keine neuen Projekte zu zertifizieren, dass GC nicht mehr bilateral, sondern nur mehr über die Börse gehandelt werden können und dass PV-Projekte auf landwirtschaftlichen Flächen keine GC erhalten können.

Ende 2013 wurde schließlich die Zahl der GC für Anlagen, die seit dem 1.1.2014 registriert wurden, erneut verändert (Regierungsbeschluss 994/2013 zur Änderung des Gesetzes 220/2008): Für Windenergie werden demnach 1,5 GC (ab 2018: 0,75 GC) gewährt, für PV 3 GC und für Kleinwasserkraftwerke (unter 10 MW) 2,3 GC; die Sistierung von GC entfällt.

Da jedoch mit Regierungsbeschluss Nr. 224 vom 26.3.2014 die **zwingende Erwerbsquote** von GC im Jahr 2014 **auf nur mehr 11,1 %**, statt wie bisher vorgesehen 15 % gesenkt wurde, konnte ein faktischer Zusammenbruch des zentralen GC-Marktes nicht verhindert werden, wie die folgende Grafik zeigt:¹⁸

¹⁸ Quelle: www.opcom.ro/rapoarte/raportPCBCV.php?lang=en#url



Seit April 2014 ist das Handelsvolumen drastisch zurückgegangen und der erzielbare Preis entspricht genau der festgelegten Untergrenze von EUR 29,28. Zwar werden seither vermehrt bilaterale Kontrakte abgeschlossen, aber auch dort wird stets an der aktuellen Preisuntergrenze gehandelt (RON 130,69; dieser Markt wird in lokaler Währung abgewickelt).

Bis Anfang 2013 konnten über verschiedene, teils von der Europäischen Union (EU) finanzierte Förderprogramme direkte **Investitionszuschüsse** in Anspruch genommen werden. Die letzten dieser Programme sind im Jänner 2013 ausgelaufen, über Nachfolgeprogramme wurde noch nicht definitiv entschieden. Es ist jedoch zu beachten, dass bei Inanspruchnahme von Investitionsförderungen die Zahl der GC für die betroffenen Anlagen mit Bescheid von ANRE nach einer Formel laut Gesetz weiter gekürzt werden kann.



Für **Windenergie** werden bis Ende 2017 noch 1,5 GC/MWh gewährt, ab 2018 nur mehr 0,75 GC/MWh. Der Zeitraum für die Zuteilung von GC beträgt unverändert 15 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage. Unter Berücksichtigung des aktuellen Marktpreises für Energie (Schätzung rund 3,50 Euro-Cent/kWh) ergibt sich somit für 2015 ein Preisband von rund 7,94 Euro-Cent/kWh (sollten die GC weiterhin an der unteren Grenze notieren) bis zu theoretischen 12,55 Euro-Cent/kWh (falls die GC wieder am oberen Ende des Korridors gehandelt werden).



Für Strom aus **Photovoltaik-Anlagen** werden nur mehr 3,0 GC/MWh ausgefolgt. Entsprechend den oben genannten Annahmen für Markt- und GC-Preise ergibt sich für 2015 daher ein Preisband von rund 12,38 Euro-Cent/kWh bis zu rund 21,59 Euro-Cent/kWh.



Für Strom aus neuen **Wasserkraftanlagen** werden 2,3 GC/MWh über einen Zeitraum von 15 Jahren vergeben (Preisband daher 10,31 Euro-Cent/kWh bis 17,37 Euro-Cent/kWh); für modernisierte Anlagen erhält der Betreiber zwei Zertifikate, allerdings nur für zehn Jahre. In allen Fällen gilt eine Kapazitätsobergrenze von 10 MW.

Für 2015 ergibt sich somit für Rumänien folgende Vergütungssituation für Grünstrom; es ist jedoch zu beachten, dass in den letzten Monaten keine nennenswerten Stückzahlen an GC gehandelt wurden und die weitere Entwicklung abzuwarten ist:

RESSOURCE	PREIS FÜR GC Euro-Cent/kWh			ANZAHL GC	MARKTPREIS FÜR STROM (EST.) Euro-Cent/kWh	GESAMT-MARKTPREIS (EST.)** Euro-Cent/kWh
	Unter-grenze	Ober-grenze	Marktpreis (Est.)			
Wind	2,96	6,03	2,96	1,5	3,80	7,94 (12,55)
Photovoltaik	2,96	6,03	2,96	3	3,80	12,38 (21,59)
Wasser						
Neue Anlagen bis 10 MW	2,96	6,03	2,96	2,3	3,80	10,31 (17,37)
Revitalisierte Anlagen bis 10 MW	2,96	6,03	2,96	2	3,80	9,42 (15,56)

* Entspricht der Untergrenze, da seit Mitte 2014 kein besserer Preis erzielt wurde.

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

EINSCHÄTZUNG

Der Ausbau der EE in Rumänien hat in der Vergangenheit eine gewisse Dynamik gezeigt, die große Zahl an ausgegebenen GC ließ vor allem PV-Projekte sehr attraktiv erscheinen. Die seither von der rumänischen Regierung immer wieder vorgenommenen Anpassungen des Systems (vor allem die mehrfache Reduzierung bzw. Sistierung bestimmter GC, aber auch andere oben erwähnte Einschränkungen) haben dazu geführt, dass viele Projekte mangels Rentabilität nicht weiter verfolgt werden; das gilt vor allem für Windkraftprojekte, die in den Gegenden abseits der Küstenregion geplant waren, wo die Windverhältnisse zwar nicht erstklassig sind, dafür aber die Netzkapazität vorhanden wäre.

Der Markt für GC ist derzeit praktisch nicht existent, viele Projekte sind daher mit einem massiven Rentabilitätsproblem konfrontiert. Ob und zu welchen Preisen der GC-Markt wieder belebt werden kann (auch in Hinblick auf die große Zahl von sistierten „Schatten-GC“), ist derzeit völlig offen.



Auch die technischen Rahmenbedingungen im Bereich Netzkapazität und -stabilität, die vor allem für Windkraftwerke essenziell sind, scheinen noch nicht umfassend gelöst. In diesem Umfeld wird sich EE wohl vor allem im Bereich kleiner und mittlerer PV-Dachanlagen entwickeln. Alle Technologien sind von der unveränderten Zurückhaltung des Finanzsektors bei der Bereitstellung von Projektfinanzierungen betroffen.

EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Aufgrund der einschneidenden Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen in Jahr 2013 und 2014 wird mit einem abflachenden Investitionsverhalten für 2015 gerechnet. Für die kommenden Jahre wird der Investitionsschwerpunkt vorwiegend in den Bereichen Wind und Wasser erwartet, da im Bereich Photovoltaik das Nationale-Aktionsplan-Ziel 2020 bereits übertroffen wurde.

Bei Finanzierungen sollten anhaltende politische Unsicherheiten sowie weitere mögliche nachträgliche Korrekturen im Fördersystem berücksichtigt werden.

EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

Dauer und Umfang von Behördenverfahren sind überschaubar, im Fall der Bewilligung von Kleinwasserkraftwerken kommt es aber zu erheblichen Verfahrensdauern. Bedauerlicherweise führt das im Süden des Landes weitgehend unterentwickelte Grundbuchswesen dazu, dass Kauf bzw. Pacht von Liegenschaften vorläufig sehr unsicher bleibt und im Regelfall mit Restitutionsansprüchen zu rechnen ist.

Slowakei



Währung: Euro (EUR)

Fläche: 49.035 km²

Bevölkerung in Mio.: 5,42

BIP in EUR Mrd.: 76,8

BIP in EUR pro Kopf: 14.163

Reales BIP-Wachstum in %: 2,7

Inflationsrate (VPI) in %: 1,3

Öffentl. Schuldenstand in % BIP: 55,7

Arbeitslosenrate in %: 13,2

Quelle: Prognose 2015, IMF 10/2014

NATIONALER AKTIONSPLAN

Der Nationale Aktionsplan (NAP) sieht vor, den Anteil Erneuerbarer Energie (EE) an der Gesamtenergie – ausgehend von 6,7 % im Jahr 2005 – auf 14 % im Jahr 2020 zu steigern. Die Hauptlast der geplanten Produktionssteigerung sollte dabei aus Biomasse, gefolgt von Wasserkraft und Windkraft stammen.

Tatsächlich scheinen **Windenergieprojekte** weiterhin keine Unterstützung von Regierungsseite zu bekommen. Trotz einer Projektpipeline von mehreren hundert MW (deren Aktualität jedoch aufgrund des langen faktischen Stillstands noch zu überprüfen wäre) fehlt es an den nötigen Bescheinigungen des Wirtschaftsministeriums; begründet wird dies unverändert mit Befürchtungen um die Netzstabilität. Bisher sind lediglich rund 3 MW installierter Leistung dokumentiert. Der NAP sieht für das Jahr 2020 eine Kapazität von 350 MW vor; die noch immer optimistisch wirkenden Schätzungen der EWEA für 2020 reichen von 150–300 MW.¹⁹

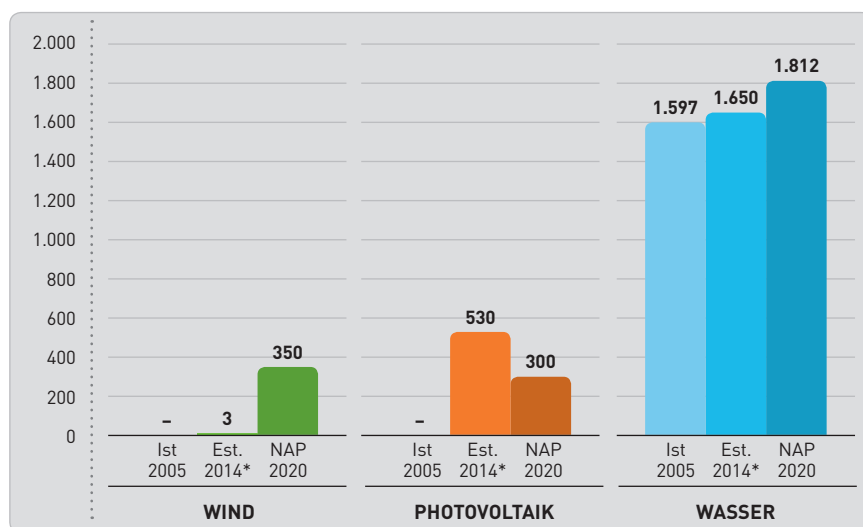
Photovoltaik (PV) hingegen wird heute nach Großwasserkraft und Biomasse als der erneuerbare Energieträger mit dem höchsten technisch nutzbaren Potenzial für die Stromerzeugung gesehen. Ein regelrechter Ausbau-Boom in den Jahren 2009–2011 sorgte dafür, dass Ende 2012 bereits 524 MWp am Netz angeschlossen waren. Der weitere Ausbau beschränkte sich seither allerdings tarifbedingt auf kleine Hausanlagen, sodass die installierte Kapazität mit Ende 2014 auf rund 530 MWp geschätzt wird – bereits deutlich über dem NAP-Ziel für 2020 von 300 MWp.

Wasserkraft ist in der Slowakei die, von den in dieser Studie beleuchteten Technologien, bei weitem bedeutendste. Von der Ende 2014 installierten Kapazität von rund 1.650 MW entfallen jedoch nur rund 70 MW auf Kleinwasserkraftwerke < 10 MW Leistung; nur aus diesem Segment soll aber die Steigerung auf die im NAP vorgesehenen 1.812 MW kommen.

¹⁹ EWEA; Wind Energy Scenarios for 2020, July 2014



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



* Die Zahlen „Est. 2014“ beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

Das vom slowakischen Wirtschaftsministerium herausgegebene und alle fünf Jahre zu aktualisierende Strategiepapier **„Energiepolitik der Slowakischen Republik“** beschreibt die aktuelle Energiesituation und, daraus abgeleitet, die Pläne bis 2035. Ferner wird darin ein Ausblick bis 2050 angeboten.

Demnach wird die Kernenergie als Schwerpunkttechnologie gesehen. Wurde aus Kernkraft im Jahr 2012 noch rund die Hälfte der Stromproduktion in der Slowakei gewonnen, so soll dieser Anteil bei steigendem Energieverbrauch bis 2020 auf 60 % erhöht werden. Die Slowakei unterstreicht damit ihre Ausbaupläne, obwohl sie bereits aktuell weltweit den dritthöchsten Verbrauch von Atomenergie pro Kopf aufweist. Als wichtige Energieziele werden niedrige Endverbraucherpreise, Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit genannt. EE werden vor allem im Zusammenhang mit Wärmeerzeugung gesehen, wodurch der Fokus automatisch auf Biomasse gelegt wird. Auch die Förderung durch die EU-Strukturfonds 2014–2020 soll genau auf diesen Bereich ausgerichtet werden.

TARIFSYSTEM

Die Tarife werden durch das **Gesetz über die Förderung erneuerbarer Energiequellen** (Nr. 309/2009) geregelt, welches im Jahr 2009 in Kraft getreten ist und seither über zehnmal novelliert wurde, zuletzt mit Wirkung 1.1.2015. Wie auch bei den vorhergegangenen Novellen wurden auch hier sowohl die Tarife, als auch andere Rahmenbedingungen für Wind, PV und Wasserkraft weiter verschlechtert. Zu den wenigen sichtbaren Verbesserungen gehört, dass der Betrieb von Kleinanlagen (bis 10 kWp) ausdrücklich nicht als 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 dürfte nicht eingeführt werden; sehr wohl jedoch eine hohe Netzzugangsgebühr von (wahrscheinlich) EUR 17.000 pro MW und Jahr.

Bei der Inanspruchnahme einer staatlichen oder internationalen **Investitionsförderung** reduziert sich der Tarif entsprechend. Je nach Höhe dieser Förderung kann sich der Tarif zwischen 4 % und bis zu 16 % verringern.

Der **slowakische Strommarkt** gilt spätestens seit dem Alternativenergiegesetz aus dem Jahr 2012 (mit dem Schwerpunkt „Unbundling“) sowie dem Gesetz über die Strommarktregulierung (Schwerpunkt: Stärkung der Kompetenzen des staatlichen Netzwerkregulators URSO) als vollständig liberalisiert. Tatsächlich wird der Elektrizitätsmarkt aber produktionsseitig weiterhin von ENEL (ca. 80 %), bei der Übertragung von der 100-%-staatlichen SEPS²⁰ und bei der Verteilung von RWE, E.On und EdF beherrscht. Die restriktive Genehmigungspraxis für große EE-Neuanlagen durch die Regulierungsbehörde URSO setzt kaum Impulse zum Eintritt weiterer Marktteilnehmer.



Für neue **Windkraftanlagen** bis zu einer installierten Leistung von 15 MW wird über einen Zeitraum von 15 Jahren ein Tarif in Höhe von 6,25 Euro-Cent/kWh bezahlt.

20 SEPS = Slovenská elektrizačná prenosová sústava, Slowakische Verbundgesellschaft



Für Strom aus **Photovoltaik-Anlagen** gibt es nur bei gebäudeintegrierten Anlagen mit einer Kapazität bis zu 30 kWp den FiT von 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 2015 ergibt sich somit für die Slowakei folgende Tarifsituation für Grünstrom:

RESSOURCE	TARIF 2015 (Euro-Cent/kWh)
Wind	
max. 15 MW	6,25
Photovoltaik	
gebäudeintegriert (Dach, Fassade), max. 30 kWp	8,89
Wasser	
< 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

Für alle Kategorien gilt, dass bei Überschreitung der genannten Kapazität der Tarif proportional gekürzt wird.

EINSCHÄTZUNG

Die erneut verschlechterten Rahmenbedingungen in der Slowakei sind de facto eine Absage an den weiteren Ausbau von Wind, PV und (eingeschränkt) Wasserkraft.

Derzeit ist nicht abzusehen, dass in naher Zukunft weitere Windkraftwerke gebaut werden, nach wie vor wird hier die ablehnende Haltung mit der mangelnden Kapazität des Stromnetzes begründet. Tatsächlich scheint der politische Wille zu fehlen.

Auch Wasserkraftprojekte sind derzeit kaum umsetzbar, da ein Großteil der slowakischen Gewässer umfassenden Schutzbestimmungen unterliegt. Ob weitere Lizenzvergaben, die für 2015 angekündigt wurden, auch umgesetzt werden, bleibt abzuwarten.

Der Trend geht eindeutig in Richtung Biomasse und Atomkraft – hier ist sogar ein allfälliger Ausbau in Vorbereitung.

EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Der Schwerpunkt beim Ausbau von Erneuerbarer Energie liegt vorwiegend im Bereich der Biomasse. Die Diskussion im Jahr 2013 über rückwirkende Eingriffe in das Fördersystem (entsprechend dem Vorgehen in Tschechien) hat nicht zu einer Verbesserung der Investitionsrahmenbedingungen für erneuerbare Energieprojekte beigetragen. Um die EU-Ziele für 2020 zu erfüllen, hat auch die Slowakei – insbesondere im Bereich der Windenergie – noch einen Aufholbedarf. Wie die slowakische Regierung diese Ziele erreichen will, bleibt in den nächsten Jahren abzuwarten.

EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

Der Rechtsrahmen für Erneuerbare Energie ist in den letzten Jahren den Erfordernissen der erneuerbaren Energiewirtschaft angepasst worden; bedauerlicherweise kommt es aber zu signifikanten Verzögerungen von Bewilligungen für Windparks.

Projekte im Bereich der Wasserkraft sind oft mit umfassenden Einschränkungen des Umweltschutzrechts konfrontiert.

Slowenien

NATIONALER AKTIONSPLAN

Laut Nationalem Aktionsplan (NAP) soll der Anteil Erneuerbarer Energie (EE) am Gesamtenergieverbrauch von 16,2 % im Jahr 2005 im Jahr 2020 25 % erreichen. Dieses Ziel soll vor allem durch einen Ausbau von Biomassekraftwerken und Wasserkraft erreicht werden, gefolgt von dezentralen Photovoltaik-Anlagen. Windenergie spielt weder im NAP noch in der Praxis eine nennenswerte Rolle. Zusätzlich setzt die Regierung auf begleitende Maßnahmen, die den Energieverbrauch insgesamt senken sollen, vor allem im Bereich Gebäudeisolation.

Die bescheidene Rolle der **Windkraft** ist direkt aus den installierten Kapazitäten abzulesen. Ende 2014 waren 3,4 MW in Betrieb, ein ganzes MW mehr als Ende 2013. Der NAP sieht bis ins Jahr 2020 106 MW vor – ein Ziel, das auch von der EWEA nicht als realistisch angesehen wird; sie schätzt die Bandbreite auf 20–50 MW; bei weitem der niedrigste Wert der in dieser Studie untersuchten Länder.²¹

Anders ist die Situation im Bereich **Photovoltaik (PV)**; hier wurde der NAP für 2020 (139 MWp) bereits im Jahr 2012 mit rund 201 MWp deutlich überschritten. Ende 2014 waren rund 230 MWp am Netz, der weitere Ausbau wird vor allem mit kleinen und mittleren Aufdach-Anlagen bewerkstelligt werden.

Die installierte Kapazität bei **Wasserkraft** (Klein- und Großwasserkraftwerke) soll im Jahr 2020 auf 1.354 MW steigen, das wäre ein Zuwachs von rund 27 % gegenüber der Kapazität Ende 2014. Geplant ist hier vor allem der weitere Ausbau von Kraftwerken entlang der mittleren und unteren Save.



Währung: Euro (EUR)

Fläche: 20.273 km²

Bevölkerung in Mio.: 2,07

BIP in EUR Mrd.: 37,7

BIP in EUR pro Kopf: 18.273

Reales BIP-Wachstum in %: 1,4

Inflationsrate (VPI) in %: 1,0

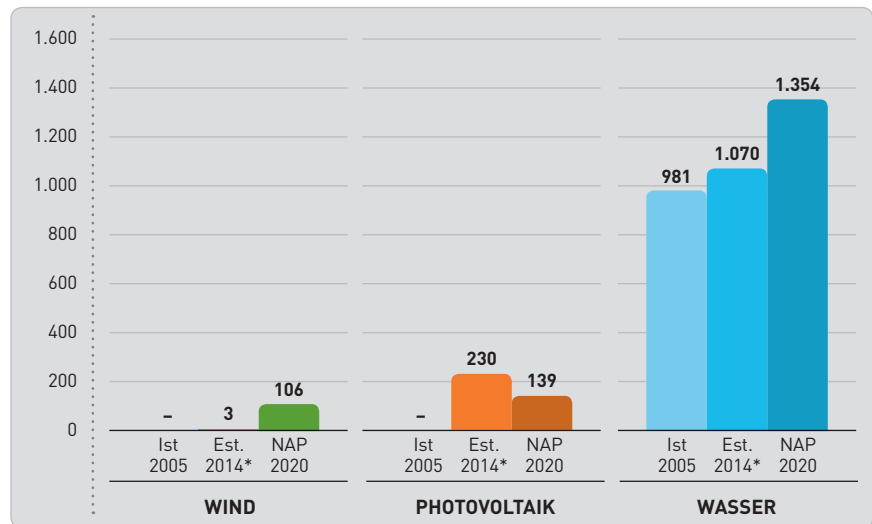
Öffentl. Schuldenstand in % BIP: 75,6

Arbeitslosenrate in %: 9,5

Quelle: Prognose 2015, IMF 10/2014

²¹ EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, www.ewea.org

Für die einzelnen Technologien ergibt sich grafisch dargestellt folgende Situation (in MW installierter Kapazität):



* Die Zahlen „Est. 2014“ beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung

TARIFSYSTEM

Das Tarifsysteem ist in der aktuellen Fassung des Energiegesetzes 2008 (Nr. 70/2009) und ergänzenden Verordnungen über die Förderung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen geregelt. Eine wichtige Ergänzung war ein Gesetz, das die Einhebung von Netzgebühren im Sinne einer Zutrittsgebühr pro installiertem kW festlegt. Für 2014 belaufen sich die Gebühren in Abhängigkeit von der Spannungsebene, in der eingespeist wird, zwischen 33,60 Euro-Cent/kW und 85,34 Euro-Cent/kW, für 2015 wird mit keiner wesentlichen Abweichung gerechnet.

Das aktuelle Förderungsregime in Slowenien kennt einerseits zwei Arten von Berechtigten, nämlich Produktionsanlagen für EE und Anlagen mit Co-Produktion von Wärme und elektrischer Energie, andererseits 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 sind aber derzeit praktisch alle Produzenten von EE, die Genehmigungsprozedere erfolgreich absolviert haben.



Der Strommarkt in Slowenien wird vom staatlichen Unternehmen „Borzen“ organisiert. Es ist zusammen mit seinem Förderungszentrum (CP) operativ ausführende Stelle für das Förderregime und übernimmt auch 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 Betreiber den Strom mit dem Vertragspartner am freien Markt und erhält nur die Betriebsförderung von Borzen).

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:

$$\text{Betriebsförderung} = \text{Referenzkosten} - (\text{Referenz-Marktpreis für elektrische Energie} * \text{Faktor B})$$

Der Referenz-Marktpreis für elektrische Energie wurde im Jahr 2014 mit EUR 43,31/MWh festgelegt, für 2015 beträgt er nur mehr EUR 39,65/MWh. Das bedeutet andererseits, dass aufgrund der oben erwähnten Formel die Betriebsförderung deutlich höher als im Vorjahr ist. Mit der Betriebsförderung kann somit ein höherer Gesamtpreis als bei gesichertem Ankauf erzielt werden; allerdings verbleibt das Vermarktungsrisiko zur Gänze beim jeweiligen Energieproduzenten.

Während die Referenzkosten für Wind- und Hydroenergie seit Jahren stabil gehalten wurden, wurden sie für PV mehrfach deutlich gesenkt und werden seit Dezember 2012 monatlich um 2 % abgesenkt. So sind die Referenzkosten für Freilandanlagen bis 1 MW seit Anfang 2012 um rund 70 % gefallen – von 25,18 Euro-Cent/kWh auf derzeit 7,84 Euro-Cent/kWh (Jänner 2015).

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 mit höchstens 15 Jahren beschränkt. Sowohl der Fixpreis (FiT/feed-in-tariff) als auch die Betriebsförderung bleiben dann für 15 Jahre unverändert. Eine automatische Degression gibt es derzeit nur bei den Referenzkosten für PV im Ausmaß von 2 % pro Monat.



Der FiT für neue **Windkraftwerke** in Slowenien mit einer installierten Leistung bis 1 MW liegt 2015 unverändert bei 9,54 Euro-Cent/kWh, für größere Anlagen gibt es nur die Betriebsförderung, die für Anlagen bis 10 MW bei 6,37 Euro-Cent/kWh und für Anlagen bis zu 125 MW bei 5,27 Euro-Cent/kWh liegt.



Der FiT für **Photovoltaik-Anlagen** (gesicherter Ankauf zu den Referenzkosten) liegt im Jänner 2015 für gebäudeintegrierte Anlagen bis 1 MWp zwischen 8,28 Euro-Cent/kWh und 9,05 Euro-Cent/kWh; für Freilandanlagen bis 1 MWp zwischen 7,84 Euro-Cent/kWh und 8,51 Euro-Cent/kWh; allerdings sinken die Referenzkosten und damit der FiT um 2 % pro Monat. Die Betriebsförderung für Solarenergie ergibt sich im Jänner 2015 rechnerisch für gebäudeintegrierte Anlagen mit rund 2,15 Euro-Cent/kWh bis 5,56 Euro-Cent/kWh, für Freilandinstallationen mit rund 1,90 Euro-Cent/kWh bis 5,02 Euro-Cent/kWh.



Der FiT für **Wasserkraftwerke** bis 1 MW liegt unverändert zwischen 9,26 Euro-Cent/kWh und 10,55 Euro-Cent/kWh (gesicherter Ankauf zu den Referenzkosten); die Betriebsförderung liegt zwischen 4,09 Euro-Cent/kWh für Großanlagen bis 125 MW und 7,14 Euro-Cent/kWh für Anlagen < 50 kW.



Für 2015 (Achtung: Werte für PV gelten nur für Jänner 2015, dann weiterhin 2 % Degression pro Monat) ergibt sich somit für Slowenien folgende Tarifsituation für Grünstrom aus Neuanlagen:

RESSOURCE	FIT-TARIF 2015 (Euro-Cent/kWh)	REF.-MARKT 2015 (Euro-Cent/kWh)	BETRIEBS- FÖRDERUNG 2015 (Euro-Cent/kWh)	MÖGL. GESAMT- PREIS 2015 (Euro-Cent/kWh)
Wind				
< 5 MW	9,54	3,97	6,37	10,33
von 5 bis 10 MW	n/a	3,97	5,27	9,23
Photovoltaik				
Aufdach-Anlagen < 50 kWp	9,05	3,97	5,56	9,53
Aufdach-Anlagen von 50 kWp bis 1 MWp	8,28	3,97	4,79	8,75
Aufdach-Anlagen von 1 MWp bis 10 MWp	n/a	3,97	3,26	7,23
Aufdach-Anlagen von 10 MWp bis 125 MWp	n/a	3,97	2,15	6,11
Freiland-Anlagen < 50 kWp	8,51	3,97	5,02	8,98
Freiland-Anlagen von 50 kWp bis 1 MWp	7,84	3,97	4,35	8,31
Freiland-Anlagen von 1 MWp bis 10 MWp	n/a	3,97	2,71	6,67
Freiland-Anlagen von 10 MWp bis 125 MWp	n/a	3,97	1,90	5,87
Wasser				
< 50 kW	10,55	3,97	7,14	11,10
von 50 kW bis 1 MW	9,26	3,97	5,85	9,82
von 1 MW bis 10 MW	n/a	3,97	4,67	8,63
von 10 MW bis 125 MW	n/a	3,97	4,09	8,05

Mit 22.3.2014 trat Sloweniens novelliertes Energiegesetz in Kraft. Neben den bisherigen Fördertarifen für EE-Anlagen sieht das Gesetz in Zukunft ein Förder-system mittels Ausschreibungsverfahren vor. Dies soll vor allem dazu dienen, den unkontrollierten Ausbau von PV-Anlagen zu dämpfen und gleichzeitig die Förderung in Bezug auf Art der Technologie und Umfang zu optimieren. Slowenien wird das Ausschreibungsmodell mit einer elektronischen Auktionsplattform abwickeln. Jährlich soll nur eine Ausschreibungsrunde stattfinden. Jeder Auktionsteilnehmer muss seine finanzielle Sicherheit gegenüber der Slowenischen Energieagentur beweisen können (z. B. in Form einer Bankgarantie). Der Bieter erhält sodann eine festgelegte Prämie pro MW Kapazität. Die erste Auktion sollte bereits am 1.1.2015 stattfinden; die dazu nötigen Verordnungen und Durchführungsvorschriften wurden jedoch von der neuen Regierung noch nicht erlassen. Bis auf weiteres gilt daher das alte Förderregime.

EINSCHÄTZUNG

Da die Durchführungsverordnungen zum novellierten Energiegesetz noch ausständig sind, kann die Auswirkung dieser Novelle nur grob abgeschätzt werden. Sicher ist, dass Investoren in EE an einer öffentlichen Ausschreibung teilnehmen müssen, um den geförderten Tarif zu erhalten.

Nach den Änderungen werden die Fördermittel voraussichtlich begrenzt und für Neuanträge jährlich von der Regierung festgelegt. Wie hoch diese Mittel sein werden, ist noch nicht bekannt.

Im Rahmen des Auktionsverfahrens kann es durchaus dazu kommen, dass sich die Prioritäten innerhalb der EE-Technologien verschieben. Die slowenische Energieagentur wird die Informationen über die ausgewählten Projekte mit angebotenen Preisen für den gesicherten Ankauf auf ihrer Internetseite veröffentlichen. Diese Änderungen werden allerdings nur für neue Investitionen gelten, nicht für schon bestehende Anlagen.

EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Obwohl im Bereich Photovoltaik die Ziele des Nationalen Aktionsplans 2020 bereits 2012 deutlich überschritten wurden, sind dennoch 38 MW im vorangegangenen Jahr ans Netz gegangen. Der Bereich Windenergie konnte sich hingegen in den letzten Jahren nicht etablieren, so dass derzeit weniger als 3 MW installiert sind. Somit hängt der Ausbau sowie die Finanzierbarkeit von erneuerbaren Energieprojekten von der erwarteten Novelle der gesetzlichen Rahmenbedingungen im Jahr 2015 ab. Zudem finden vor allem Windprojekte wenig Akzeptanz bei Regierung und Bevölkerung.

EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

Die Auswirkungen des geplanten Auktionsverfahrens müssen abgewartet werden und sind zurzeit nur schwer einschätzbar.

Tschechien



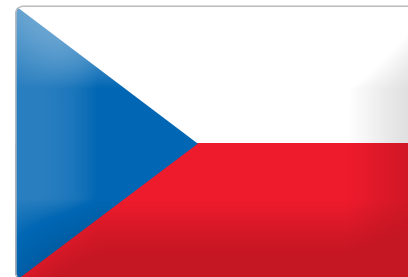
NATIONALER AKTIONSPLAN

Der im Jahr 2012 revidierte Nationale Aktionsplan (NAP) in der Tschechischen Republik sieht vor, den Anteil Erneuerbarer Energie (EE) am Gesamtenergieverbrauch von 6,1 % im Jahr 2005 auf 14,0 % im Jahr 2020 zu erhöhen. Erreicht werden soll das vor allem mit einer Steigerung der Energieeffizienz und einer Verschiebung des Energiemix von Braun- und Steinkohle zu Kernenergie und EE.

Die installierte Leistung im Bereich **Wind** lag Ende Dezember 2014 bei rund 282 MW, was beinahe einer Stagnation gegenüber dem Vorjahr gleichkommt. Der NAP-Fahrplan (333 MW) wird damit verfehlt. Die Förderung für neue Projekte wurde bereits mit Jänner 2014 eingestellt, die veröffentlichten Tarife beziehen sich nur auf Anlagen, die bereits vor diesem Datum genehmigt, aber noch nicht fertiggestellt wurden. Trotz dieser schlechten Rahmenbedingungen sieht die EWEA das Potenzial für das Jahr 2020 im Bereich von 500–1200 MW;²² der NAP sieht 573 MW vor.

Auch **Photovoltaik (PV)** wird seit Jänner 2014 nicht mehr gefördert, allerdings liegt die installierte Kapazität dank der günstigen Bedingungen in den Jahren 2009–2011 derzeit bei rund 2.190 MWp und damit bereits über dem NAP-Ziel von 2.118 MWp für das Jahr 2020.

Im Bereich **Wasserkraft** zielt der NAP auf die Förderung von Kleinwasserkraftwerken unter 10 MW Engpassleistung ab. Ende 2014 liegt die installierte Kapazität bei 342 MW und damit nur knapp unter dem Ziel für 2020 von 344 MW. Bei Großkraftwerken (über 10 MW) ist gegenüber der derzeit installierten Kapazität von 753 MW keine Steigerung geplant.



Währung: Tschechische Krone (CZK)
(Wechselkurs EUR:CZK liegt per 2.1.2015 bei 1:27,693)

Fläche: 78.867 km²

Bevölkerung in Mio.: 10,6

BIP in EUR Mrd.: 151,2

BIP in EUR pro Kopf: 14.327

Reales BIP-Wachstum in %: 2,5

Inflationsrate (VPI) in %: 1,9

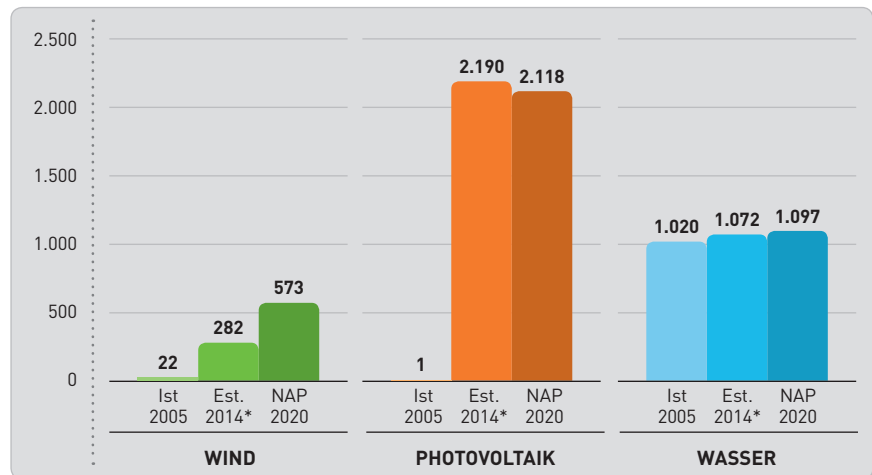
Öffentl. Schuldenstand in % BIP: 44,4

Arbeitslosenrate in %: 6,0

Quelle: Prognose 2015, IMF 10/2014

²² EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, www.ewea.org

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



* Die Zahlen „Est. 2014“ beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung

Es entsteht der Eindruck, dass ein weiterer nennenswerter Ausbau von EE (abgesehen von Biomasse) in der Tschechischen Republik nicht auf der Agenda steht. Tatsächlich sieht das im Jahr 2012 veröffentlichte **staatliche Energiekonzept** vor, die wesentlichen Ziele – Versorgungssicherheit für die Bevölkerung zu akzeptablen Preisen, weitgehende Unabhängigkeit von Importen – vor allem durch den Ausbau der Kernkraft zu erreichen. Konkret umfassen diese Pläne folgende Punkte:

- Bau zweier neuer Reaktoren am AKW-Standort Temelín
- Laufzeitverlängerung der vier Blöcke am Standort Dukovany auf 60 Jahre
- Bau eines fünften Reaktors am Standort Dukovany
- Standortsuche für den Bau weiterer Atomkraftwerke

Ob unter diesen Umständen die im Vergleich mit andern Ländern ohnehin niedrigen Klimaschutzziele erreicht werden können, bleibt dahingestellt.



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 1.1.2013 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 1.1.2014 sowie die Bestätigung der umstrittenen Solarabgabe eine wesentliche Verschlechterung der Situation für EE-Produzenten gebracht hat. Anspruch auf Förderungen haben nur noch Kleinst-Windanlagen (bis zu 100 kW Leistung, sofern die Baugenehmigung vor dem 2.10.2013 erteilt wurde) sowie Wasserkraftanlagen bis zu 10 MW Leistung.

Betreiber von Altanlagen (das sind solche, die bis zum 31.12.2012 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 Grünem Bonus, welcher zusätzlich zum Marktpreis ausbezahlt wird, zu wählen. Die Wahl kann **jährlich einmal** getroffen werden, nämlich jeweils im November, mit Wirksamkeit zum 1. Jänner des folgenden Jahres.

Alle übrigen Anlagenbetreiber von EE-Projekten haben seit dem 1.1.2013 nur mehr die Möglichkeit, den Grünen Bonus zu akzeptieren – ein FiT steht nicht mehr zur Wahl. Die Höhe des Grünen Bonus für diese Anlagen wird statt wie früher jährlich jetzt auf Stundenbasis ermittelt und schwankt dementsprechend stark.

Bei der Festsetzung des Grünen Bonus hat die Energieregulierungsbehörde zu beachten, dass der Rückfluss der Investition in EE innerhalb von 15 Jahren möglich sein soll – angesichts der tatsächlichen Fördersituation eine eher theoretische Rahmenbedingung.



Für **Windkraft-Neuanlagen** (sofern die Baugenehmigung vor dem 2.10.2013 erteilt wurde) gilt ein FiT von CZK 1,98/kWh (rund 7,15 Euro-Cent/kWh), allerdings nur für Kleinanlagen bis 100 kW, bzw. ein Grüner Bonus von CZK 1,45/kWh (rund 5,24 Euro-Cent/kWh). Innerhalb dieser eng gesteckten Grenzen läuft der Tarif dann grundsätzlich 20 Jahre.



Im Bereich **Photovoltaik** gibt es seit 2014 für Neuanlagen keine Förderung mehr.



Für **Kleinwasserkraftwerke** (bis 10 MW) ist die Tarifsituation seit 2012 grundsätzlich unverändert: Über eine Laufzeit von 30 Jahren beträgt der FIT CZK 3,23/kWh (rund 11,66 Euro-Cent/kWh) und der Grüne Bonus CZK 2,41/kWh (rund 8,70 Euro-Cent/kWh).

Für 2015 ergibt sich daher für Tschechien folgende Tarifsituation für Grünstrom aus Neuanlagen:

RESSOURCE	FIT-TARIF 2015 (CZK/kWh)	FIT-TARIF 2015 (Euro-Cent/kWh)	GRÜNER BONUS 2015 (CZK/kWh)	GRÜNER BONUS 2015 (Euro-Cent/kWh)	GESAMT- PREIS* 2015 (Euro-Cent/kWh)
Wind max. 100 kW	1,98	7,15	1,45	5,24	8,75
Photovoltaik kapazitätsunabhängig	-	-	-	-	-
Wasser bis 10 MW	3,23	11,66	2,41	8,70	12,20

* Möglicher Gesamtpreis unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Marktpreises von 3,50 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.

EINSCHÄTZUNG

Angesichts der De-facto Beendigung der EE-Förderung ab 2014 (mit wenigen Ausnahmen) und der Tatsache, dass die Regierung die Weichen pro Atomenergie und Kohleverstromung gestellt hat, bietet der tschechische EE-Markt für Neuinvestitionen nur geringe Wachstumsmöglichkeit. Auch die Verlängerung der Solarabgabe (in reduzierter Form) ist nur ein weiteres Indiz dafür, dass im bestehenden politischen Umfeld nicht damit zu rechnen ist, dass EE in Tschechien ein positiveres Umfeld vorfinden wird.

**EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:**

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Tschechien ist mit der diesjährigen Gesetzesnovelle vorläufig quasi gestoppt worden. Mit der Solarabgabe hatte die tschechische Regierung aber schon zuvor das Vertrauen der Investoren riskiert. Neue Beschränkungen sind daher nur in geringerem Ausmaß zu erwarten. Nach Gesprächen mit Stakeholdern ist daher Bewegung am Sekundärmarkt durchaus zu erwarten.

EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energie sind wenig vorteilhaft. Nachdem rückwirkende Eingriffe in bestehende Förderungen vom Verfassungsgericht für zulässig erklärt wurden, besteht nun dauerhaft das Risiko, dass es zu weiteren, willkürlichen Eingriffen in bestehende Förderungen kommen kann.

Ungarn



Währung: Forint (HUF)
(Wechselkurs EUR:HUF liegt per 2.1.2015 bei 1:318,75)

Fläche: 93.028 km²

Bevölkerung in Mio.: 9,84

BIP in EUR Mrd.: 98,9

BIP in EUR pro Kopf: 10.055

Reales BIP-Wachstum in %: 2,3

Inflationsrate (VPI) in %: 2,3

Öffentl. Schuldenstand in % BIP: 79,2

Arbeitslosenrate in %: 7,8

Quelle: Prognose 2015, IMF 10/2014

NATIONALER AKTIONSPLAN

Der Nationale Aktionsplan (NAP) in Ungarn schreibt bis zum Jahr 2020 einen Anteil der Erneuerbaren Energie (EE) am Gesamtenergieverbrauch von 14,65 % vor; der Ausgangswert im Jahr 2005 lag bei 4,2 %. Die neue, im Jahr 2012 veröffentlichte innerstaatliche **Nationale Energiestrategie Ungarns** reicht bis ins Jahr 2030 und hat den Wert für 2020 unverändert übernommen. Tatsächlich herrscht aber bereits seit drei Jahren praktisch Stillstand beim Ausbau von Windkraft, Photovoltaik (PV) und Wasserkraft.

Der NAP fokussiert klar auf Biomasse, die in Ungarn reichlich vorhanden ist, aber den quasi nicht vorhandenen Ausbau bei anderen EE nicht kompensieren kann.

Obwohl das Potenzial an **Windenergie** von der EWEA mit 500–700 MW beziffert wird²³, wird diese umweltfreundliche Technologie stiefmütterlich behandelt. Begründet wird dies mit der wetterbedingt sehr unregelmäßigen Einspeisung und dem Mangel an wirtschaftlich ausgereiften Speichermöglichkeiten. Tatsächlich sind seit 2011 keine weiteren Lizenzen für Großanlagen erteilt worden und die installierte Kapazität stagniert bei rund 330 MW.

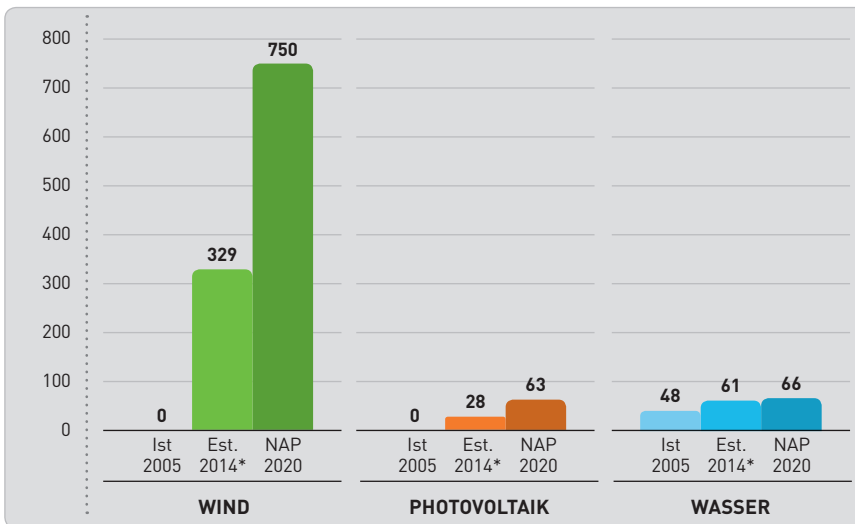
Solarenergie spielt in Ungarn weder im NAP noch in der Realität eine ausgeprägte Rolle. Trotz des zweifellos vorhandenen Einstrahlungspotenzials werden kaum Anreize geboten, PV-Anlagen in größerem Ausmaß zu errichten. Das Ziel im NAP sieht für das Jahr 2020 eine installierte Kapazität von lediglich 63 MWp vor. Ende 2014 waren 28 MWp ans Netz angeschlossen, davon die überwiegende Mehrheit (über 20 MWp) in Form von kleinen Haushaltsanlagen.

Auch **Wasserkraft** spielt in Ungarn nur eine marginale Rolle. Entlang der Donau gibt es kein Großkraftwerk und die geografischen Gegebenheiten limitieren zusammen mit dem Bedürfnis nach Hochwasserschutz auch die Möglichkeiten, kleine und mittlere Kraftwerke zu bauen. Dementsprechend kommt der Zuwachs an Kapazität lediglich aus neuen Klein- und Mikro-Kraftwerken. Dadurch soll die installierte Kapazität für Wasserkraft bis 2020 von derzeit rund 61 MW auf 66 MW gesteigert werden.

²³ EWEA, Wind Energy Scenarios for 2020, www.ewea.org



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



* Die Zahlen „Est. 2014“ beruhen teilweise auf Recherchen und Schätzungen der Autoren, da zum Zeitpunkt der Drucklegung keine endgültigen Daten zur Verfügung standen.

TARIFSYSTEM

Das Tarifsysteem in Ungarn wird durch das Gesetz Nr. LXXXVI aus 2007 über Elektrische Energie (in der aktuellen Fassung) geregelt. Es handelt sich dabei um ein Einspeisetarifsysteem; die Preise sind abhängig von Technologie, Kapazität der Anlage und Tageszeit. Durch das ganze System zieht sich die Sorge um ein gleichmäßig ausgelastetes Netz; das äußert sich beispielsweise in drei täglichen Zeit- und Tarif-Zonen, maximalen Einspeisemengen (Deckelung pro Projekt für den Fördertarif) und umfangreichen Prognose-Pflichten für Produzenten von EE. Ein Verfehlen dieser Prognosen zieht Pönalezahlungen nach sich.

Die gewährten Tarife sind in HUF **wertgesichert**. Anlagen, für die nach dem 1.1.2008 der Antrag bei der ungarischen Energiebehörde MEH gestellt wurde, beträgt die Tarifanpassung Inflation minus 1-%-Punkt und für ältere Anlagen wird voller Inflationsausgleich gewährt. Tatsächlich haben sich die **Tarife** 2015 für neuere Anlagen aufgrund dieser Regelung um rund 1,1 % gegenüber dem Vorjahr **reduziert**.

Die Laufzeit der Tarife sowie gegebenenfalls eine Höchstpreisemenge werden jeweils von der Energiebehörde individuell festgelegt und orientieren sich vor allem an der Rentabilität der Projekte, wobei hier auch zusätzliche Investitionsförderungen berücksichtigt werden.



Der Fixpreis (FiT/feed-in-tariff) für **Windkraftwerke** in Ungarn beträgt 2015 für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 50 MW tageszeitabhängig HUF 13,11–35,91/kWh, das sind rund 4,11–11,27 Euro-Cent/kWh.

Da Lizenzen samt Tarif (Höhe und Laufzeit) im Rahmen eines Tenderverfahrens vergeben werden sollen, handelt es sich für neue Projekte hier nur um Richtwerte (Erfahrungswerte fehlen, da seit 2010 keine neuen Ausschreibungen erfolgten).



Der FiT für **Photovoltaikanlagen** liegt für neu genehmigte Anlagen mit einer Kapazität bis 20 MWp bei HUF 32,14/kWh (rund 10,08 Euro-Cent) und für Anlagen zwischen 20 MWp und 50 MWp tageszeitabhängig bei HUF 10,48–28,72/kWh (rund 3,29–9,01 Euro-Cent/kWh).



Der FiT für neue **Wasserkraftwerke** liegt je nach Kapazität der Anlage tageszeitabhängig bei HUF 13,11–35,91/kWh (rund 4,11–11,27 Euro-Cent/kWh) für Anlagen unter 5 MW, und bei HUF 14,29–22,33/kWh (rund 4,48–7,01 Euro-Cent/kWh) für alle Kraftwerke mit einer Kapazität über 5 MW.



Für 2015 ergibt sich somit in Ungarn für neu genehmigte Anlagen folgende Tarifsituation für Grünstrom. Der Tarif für Anlagen > 50 MW ist technologieunabhängig derselbe wie für Wasser > 5 MW, wurde in Ermangelung solcher Projekte aber bisher nicht angewendet. Die jeweiligen Richttarife werden an Arbeitstagen in den drei Tagesperioden Spitzenlast (MEZ 06:00–22:00 Uhr), Grundlast (MEZ 22:00–01:30 Uhr und 05:00–06:00 Uhr) und Tiefgrundlast (MEZ 01:30–05:00 Uhr) kalkuliert; 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:

RESSOURCE	TARIF 2015 (HUF/kWh)	TARIF 2015 (Euro-Cent/kWh)
Wind		
bis 50 MW, Spitzenlastperiode	35,91	11,27
bis 50 MW, Grundlastperiode	32,14	10,08
bis 50 MW, Tiefgrundlastperiode	13,11	4,11
Photovoltaik		
< 20 MWp	32,14	10,08
> 20 bis 50 MW, Spitzenlastperiode	28,72	9,01
> 20 bis 50 MW, Grundlastperiode	25,71	8,07
> 20 bis 50 MW, Tiefgrundlastperiode	10,48	3,29
Wasser		
< 5 MW, Spitzenlastperiode	35,91	11,27
< 5 MW, Grundlastperiode	32,14	10,08
< 5 MW, Tiefgrundlastperiode	13,11	4,11
> 5 MW, Spitzenlastperiode	22,33	7,01
> 5 MW, Grundlast- und Tiefgrundlastperiode	14,29	4,48

EINSCHÄTZUNG

Das Investitionsklima für ausländische Investoren in Ungarn ist durch verschiedene Maßnahmen der Regierung in früheren Jahren allgemein auf einen Tiefpunkt gesunken. Seit Jahren wird ein neues Vergütungssystem „METÁR“ versprochen; aus heutiger Sicht ist nicht abzusehen, wie dieses im Detail aussehen und wann es tatsächlich in Kraft treten wird. Bis dahin gilt unverändert das beschriebene System, das sogenannte „KAT“.

In Ermangelung neuer Lizenzen gab es auch 2014 trotz objektiv recht guter Bedingungen vor allem für Wind und PV praktisch keinen Zuwachs an installierter Kapazität.

Andererseits ist festzustellen, dass es im letzten Jahr nicht zu weiteren Einschränkungen von EE-bezogenen Investitionen gekommen ist.

EINSCHÄTZUNG KOMMUNALKREDIT AUSTRIA:

Im Jahr 2014 bestehen auch weiterhin hohe Unsicherheiten, sowohl für die Entwicklung als auch für die Finanzierung von erneuerbaren Energieprojekten. Dies ist vor allem auf die fehlende Ausschreibung neuer Lizenzen sowie die vorherrschenden politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen zurückzuführen. Die Regierung legt derzeit den Schwerpunkt auf den Ausbau der Biomasse. Da es hinsichtlich der Erreichung der Ziele des Nationalen Aktionsplans 2020 noch einen Aufholbedarf gibt, können erneuerbare Energieprojekte dennoch Entwicklungschancen haben und es gilt, die Entwicklung der Fördermaßnahmen abzuwarten.

EINSCHÄTZUNG SCWP SCHINDHELM:

Nachdem Ungarn für Investoren im Bereich Erneuerbare Energie aus rechtlicher Sicht lange Zeit unattraktiv war, sollte es nun langsam wieder bergauf gehen. In letzter Zeit kam es nicht mehr zu Eingriffen zulasten von EE-Investoren.



Die Autoren



green pilot gmbh

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

Die Autoren bedanken sich bei Lisa Henhofer für die Unterstützung bei den Rechercharbeiten.

Kontakt:

office@greenpilot.at
Tel.: +43 (0)664/3 555 700

Die Herausgeber



Kontakt:

Andreas Kettenhuber
Leiter Vertrieb
Kommunalkredit Austria
Tel.: +43 (0)1/31 6 31-170
a.kettenhuber@kommunalkredit.at

KOMMUNALKREDIT AUSTRIA AG

WIR MACHEN PROJEKTE FÜR SOZIALE INFRASTRUKTUR, ENERGIE, UMWELT UND VERKEHR NACHHALTIG ERFOLGREICH.

Die Kommunalkredit Austria ist eine Spezialbank mit Fokus auf die öffentliche Infrastruktur mit Sitz in Wien. Derzeit arbeiten rund 300 Mitarbeiter/innen im Unternehmen.

Neben dem Kernmarkt Österreich ist die Kommunalkredit im Rahmen von Projekten auch in den neuen EU-Mitgliedstaaten sowie in Deutschland und der Schweiz aktiv.

Die Aktivitäten der Kommunalkredit konzentrieren sich auf die aktive Betreuung bestehender Kredittransaktionen sowie auf das laufende Refinanzierungs-, Beratungs- und Strukturierungsgeschäft. Die Kommunalkredit berät Unternehmen und die öffentliche Hand bei der Entwicklung optimaler finanztechnischer Lösungen für Energie- und Infrastrukturprojekte.

Die Produkte der Kommunalkredit sind auf die **Segmente „Energie und Umwelt“, „Soziale Infrastruktur“ und „Verkehr“** ausgerichtet. Der Bereich Energie & Umwelt umfasst Projekte zur Energieerzeugung aus erneuerbaren und fossilen Energieträgern, die Energieversorgung, die Energieeffizienz, Wasserversorgung und -entsorgung sowie Abfallbehandlung.

Die Kommunalkredit strukturiert Projekte im Inland und begleitet ihre Kunden ins europäische Ausland – in enger Kooperation mit lokalen und internationalen Banken, Umweltexpert/innen und Unternehmen.

Weitere Informationen finden Sie unter www.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 Alternativenergiesektor sowie regulatorische Problematiken.

Diese Erfahrung beruht auf dem multidisziplinären Team von SCWP Schindhelm, welches einerseits aus Juristen besteht, die mit der Branche Erneuerbare Energie (EE) 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 Alternativenergieprojekte 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.



Kontakt:

Dr. Thomas Podlesak
Rechtsanwalt und Partner
SCWP Schindhelm
Tel.: +43 (0)1/9050 100-298
t.podlesak@scwp.com

Abkürzungsverzeichnis

AB-ÖKO	Allgemeine Bedingungen der Ökostrom-Abwicklungsstelle
ANRE	Rumänischer Energie-Regulator
CEE	Länder Zentral- und Osteuropas
CEZ	Führender europäischer Energieversorger mit Sitz in Tschechien
CPA	Certificate Purchase Agreement
DKEWR	Bulgarischer Energieregulator
E-Control	Österreichische Energieregulierungsbehörde
EdF	Führender europäischer Energieversorger mit Sitz in Frankreich
EE	Erneuerbare Energie (auch RES)
EEG	Erneuerbare-Energie-Gesetz (in verschiedenen Ländern)
ENEL	Führender europäischer Energieversorger mit Sitz in Italien
Energopro	Führender Spezialist für Wasserkraft mit Sitz in Tschechien
E.On	Führender europäischer Energieversorger mit Sitz in Deutschland
EPIA	Europäische Photovoltaik-Vereinigung (Interessenvertretung)
EPEX	Strombörse Leipzig/Paris
Est.	geschätzt; englisch: estimate
EU	Europäische Union
EVN	Führender europäischer Energieversorger mit Sitz in Österreich
EWEA	Europäische Windenergie-Vereinigung (Interessenvertretung)
FiT	Fixer Einspeisetarif (feed-in-tariff)
GC	Grünzertifikat
HEP	Kroatischer Verbundnetzbetreiber
HERA	Kroatischer Energie-Markt-Operator
HROTE	Kroatischer Energieregulator
KLI.EN	Österreichischer Klima- und Energiefonds
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz
MEH	Ungarische Energiebehörde
MEZ	Mitteuropäische Zeit



NAP	Nationaler Aktionsplan, auch im Sinne von NREAP
NREAP	Nationaler Aktionsplan für Erneuerbare Energie, auch im Sinne von NAP
OeMAG	Österreichische Abwicklungsstelle für EE-Förderverträge
OPCOM	Rumänischer Marktoperator für Grünzertifikate etc.
ÖSG	Ökostromgesetz (Österreich)
PPA	Power Purchase Agreement
PPC	Durchschnittlicher Strompreis für Haushaltskunden in Kroatien
PSE	Polnische Verbundgesellschaft (Übertragungsnetzbetreiber)
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaik Austria
RC	Referenzpreis
RES	Erneuerbare Energie (auch EE)
RWE	Führender europäischer Energieversorger mit Sitz in Deutschland
SEE	Länder Südosteuropas
SEPS	Slowakische Verbundgesellschaft (Übertragungsnetzbetreiber)
TGE	Polnische Energiebörse
URE	Polnischer Energieregulator
URSO	Slowakische Regulierungsbehörde
VPI	Verbraucherpreis-Index



