



2017 Investieren in Erneuerbare Energie

Österreich Deutschland

Belgien Finnland Frankreich Großbritannien Irland Italien Niederlande Polen Spanien

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	4
Executive Summary	9
Marktanalyse 2017 im Detail	21
Österreich	22
Gastkommentar Dr. Bartolomäus Khevenhüller-Metsch »Windkraft – eine kostenlose Energiequelle direkt vor unserer Haustür«	29
Deutschland	30
Belgien	38
Finnland	44
Frankreich	48
Großbritannien	52
Irland	58
Italien	62
Niederlande	66
Polen	70
Spanien	78
Südosteuropa	82
Fokusthema Offshore	87
Gastkommentar Dr. Jérôme Guillet »Offshore-Wind wird wettbewerbsfähig«	92
Fokusthema Implikationen der Klimapolitik auf den Europäischen Energiemarkt	95
Fokusthema Geothermie	99
Gastkommentar Dr. Robert Straubinger »Das verfügbare Wärmepotenzial aus Geothermie ist größer als der weltweite Energiebedarf«	104
Die Autoren	106
Die Herausgeber	107
Abkürzungsverzeichnis	110
Impressum	112

Vorwort

Mit der Studie »Investieren in Erneuerbare Energie 2017« setzen wir die erfolgreiche Reihe der Jahre 2012 bis 2016 fort. Ein neuer Länderschwerpunkt, Interviews mit Branchenexperten und mehr Raum für Spezialthemen wie Geothermie, Offshore-Wind sowie Klimapolitik und Energiemarkt richten den Fokus noch stärker auf das Thema.

Die vorliegende Marktanalyse ermöglicht Investoren, Beratern und Projektentwicklern einen schnellen und pragmatischen Einblick in die aktuellen Rahmenbedingungen für **Wind- und Photovoltaikanlagen** in Österreich, Deutschland und neun weiteren für Erneuerbare Energie (EE) wichtigen Märkten in Westeuropa. Das Investitionsvolumen in EE im CEE-Großraum – dem bisherigen Studienfokus – ist in den letzten Jahren stark zurückgegangen, sodass die Studie eine neue Ausrichtung erhält und der CEE-Wirtschaftsraum nur mehr zusammenfassend dargestellt wird.

Die **elf ausgewählten Länder** in dieser Studie sind einerseits Kernmärkte, mit denen österreichische Unternehmen und Investoren langjährige, erfolgreiche Wirtschaftsbeziehungen pflegen, andererseits handelt es sich um Länder, in denen noch reichlich Potenzial für Direktinvestitionen in EE vorhanden ist. Sie verfügen im Allgemeinen über ein klares Bekenntnis zur Erreichung der mit der Europäischen Union (EU) vereinbarten Klimaziele, gesetzlich verankerte Rahmenbedingungen für den Ausbau und den Betrieb von EE-Kraftwerken und die meisten sind im Euro-Raum angesiedelt. Wie bisher stehen die Potenziale und die Tarifsysteme, die letztlich über die Rentabilität von Investitionen in EE entscheiden, im Fokus der Studie.

Nach wie vor sind die Tarif- und Fördersysteme national sehr unterschiedlich geregelt, obwohl alle betrachteten Länder (noch) zur EU gehören. Zumindest im Bereich der Großanlagen (von etwa 5 MW Leistung aufwärts) ist jedoch bereits ein klarer Trend weg von gesetzlich festgelegten Tarifen hin zu Preisen, die am freien Markt durch Auktion ermittelt werden, zu erkennen.

Die bisherige, positive Entwicklung der EE beruhte vor allem auf der **Richtlinie zur Erneuerbaren Energie 2009/28/EC**, die vereinfacht dargestellt das 20/20/20-Ziel fest schrieb: Reduktion von Schadstoffemissionen um 20%, Steigerung des Energieanteils aus EE auf 20% sowie Energieeffizienzsteigerung um 20%. Diese Ziele wurden von den Mitgliedstaaten bereits im Jahr 2010 in Form von verbindlichen Nationalen Aktionsplänen (NAP) präzisiert. Einzelne Länder haben ihr NAP-Ziel bereits erreicht, andere haben noch großen Nachholbedarf.

Auf der **UN-Klimakonferenz in Paris** im Dezember 2015 wurden noch weitreichendere Ziele vereinbart, darunter die Begrenzung der globalen Erwärmung auf deutlich unter 2°C, möglichst 1,5°C im Vergleich zu vorindustriellen Werten. Die EU hat als Ziel für den Anteil von EE am Bruttoenergieverbrauch 27% für das Jahr 2030 genannt – siehe dazu auch unseren Sonderbeitrag »Implikationen der Klimapolitik auf den Europäischen Energiemarkt« (Seite 95).

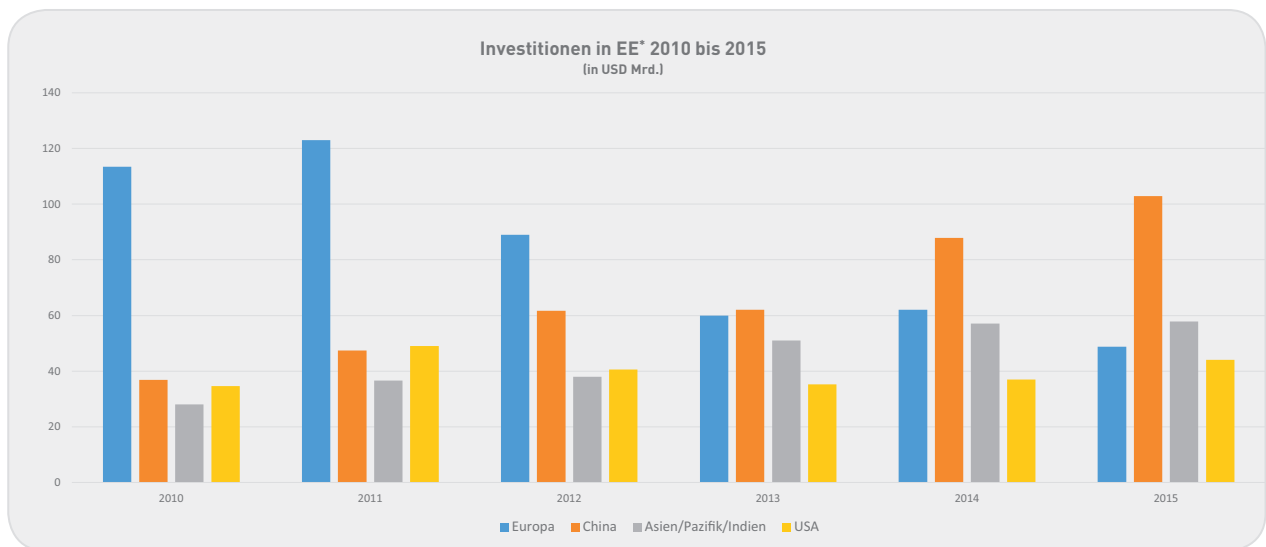
Auf **nationaler Ebene** werden parallel zum Ausbau von EE die Themen Energieeffizienz, intelligente Netze (»Smart Grid«), Energiespeicherung und Selbstversorgung/Bürgerbeteiligung behandelt, die ebenfalls einen Beitrag leisten, um die EE-Branche anzukurbeln.

Die vorliegende Studie zieht – mit Stand Anfang 2017, also sieben Jahre nach Veröffentlichung der EU-Richtlinie – ein Resümee der bisherigen Maßnahmen und Ergebnisse in den EE-Teilbereichen Wind und Photovoltaik (PV) und gibt einen Ausblick für 2017 und teilweise auch für die Jahre danach.

Die globale Investitionsdynamik hat sich von Europa weg in Richtung Asien und dem pazifischen Wirtschaftsraum verlagert, während in den USA auf gleichbleibend hohem Niveau investiert wird. Sowohl bei Investitionen als auch

bei der installierten Kapazität in den Bereichen Wind und PV hat Europa die lange gehaltene **Marktführerschaft an China abgegeben**. Weitere dynamische Einzelmärkte sind Japan (hier vor allem PV) und Indien, wo Experten großes Potenzial für die Zukunft orten.

Das weltweite Investment in EE (ohne Großwasserkraft > 50 MW) lag 2015 bei USD 286 Mrd. (rund EUR 270 Mrd.). Von diesem Kuchen konnte sich Europa rund EUR 46 Mrd. sichern. Die folgende Grafik zeigt die Dynamik, mit der sich die Investitionsströme verschoben haben:¹



* ohne Investitionen in Großwasserkraft mit > 50 MW Leistung; Europa inkl. Türkei und Russland

In der EU wurden 2016 im Bereich **Wind** 10.923 MW Onshore und 1.567 MW Offshore neu installiert. Das ist zwar im Vergleich zu 2015 ein Rückgang von 352 MW, das Investitionsvolumen in diesem Bereich war jedoch mit EUR 27,5 Mrd. rund 5% höher als 2015. In fünf EU-Ländern konnte im Jahr 2016 sogar ein Zubaurekord verzeichnet werden. Insgesamt waren Ende 2016 rund 154 GW installiert und sorgten für rund 8,5% der Stromproduktion in der EU.

Obwohl der Offshore-Neubau im Jahr 2016 nur bei 1.567 MW (nach 3.029 MW im bisherigen Rekordjahr 2015) lag, werden in diesem Bereich langfristig große Chancen gesehen. Deshalb wird auch in diesem Jahr das Thema »Offshore-Wind« als Spezialthema separat behandelt.

¹ Quelle: Bloomberg New Energy Finance.

Nicht zu unterschätzen ist die Tatsache, dass – vor allem in den Ländern, die als »Windkraft-Pioniere« heute über beträchtliche installierte Kapazitäten verfügen – ein immer größerer Teil der Anlagen das technische Laufzeitende erreicht hat bzw. mit dem Ablauf der Förderung konfrontiert ist. Im Jahr 2016 wurden in der EU 486 MW de-installiert; das Thema **Repowering**² rückt deshalb immer mehr in den Vordergrund und wird zukünftig auch interessante Chancen für Investoren bieten.

Im Bereich **Photovoltaik (PV)** wurde in der EU im Jahr 2016 die Kapazitätsschwelle von 100 GWp überschritten; damit können etwas mehr als 4 % der Stromproduktion in der EU abgedeckt werden, also rund die Hälfte der Produktion durch Windkraft. Nach dem Boom in den Jahren 2009 bis 2012, der durch sehr hohe Einspeisetarife in vielen Ländern ausgelöst wurde, sind sowohl die Investitionskosten pro kWp als auch die geförderten Tarife rasant gefallen – manchmal im Gleichklang, häufig nicht. Jedenfalls hat sich der Ausbau verlangsamt, im Jahr 2015 wurden noch 7,7 GWp, im Jahr 2016 allerdings nur noch rund 5,8 GWp zugebaut.

Inzwischen ist PV wohl die Technologie, die als erste »**Grid Parity**« erreichen wird, das heißt, mit denselben Produktionskosten wie konventionelle Kraftwerke arbeiten kann. Über das zur Erreichung der Grid Parity anzuschlagende Tempo sind die Meinungen innerhalb der Branche geteilt. Die Verlängerung des »Minimum Import Tariff« (MIP), den die EU zum Schutz der in Europa entstandenen Solar-Industrie eingeführt hat und der einen Mindest-Einfuhrpreis von 56 Euro-Cent/W (ab 1.1.2017: 46 Euro-Cent/W) für chinesische Module bewirkt, wird einerseits von der produzierenden Industrie begrüßt, andererseits von Entwicklern und Investoren als Hemmschuh betrachtet.

Die Teilnehmer an der Pariser Klimakonferenz haben sich die **Latte hoch gelegt** – es steht aber auch viel auf dem Spiel. Der Ausbau von EE wird nicht das einzige Instrument sein, mit dem wir den Klimawandel in Grenzen halten können, aber ein wichtiger Teil im großen Puzzle.

Die Kommunalkredit Austria und SCWP Schindhelm verfügen über **langjährige Erfahrung** und umfassende Kompetenz in Finanzierungs- bzw. Rechtsfragen in diesen Ländern und möchten mit der vorliegenden Studie erneut einen Beitrag leisten, dass dieses Potenzial gehoben wird.

Wir wünschen Ihnen gute Unterhaltung bei der Lektüre.



Dr. Jörg Autschbach
Bereichsleiter Vertrieb
Kommunalkredit Austria

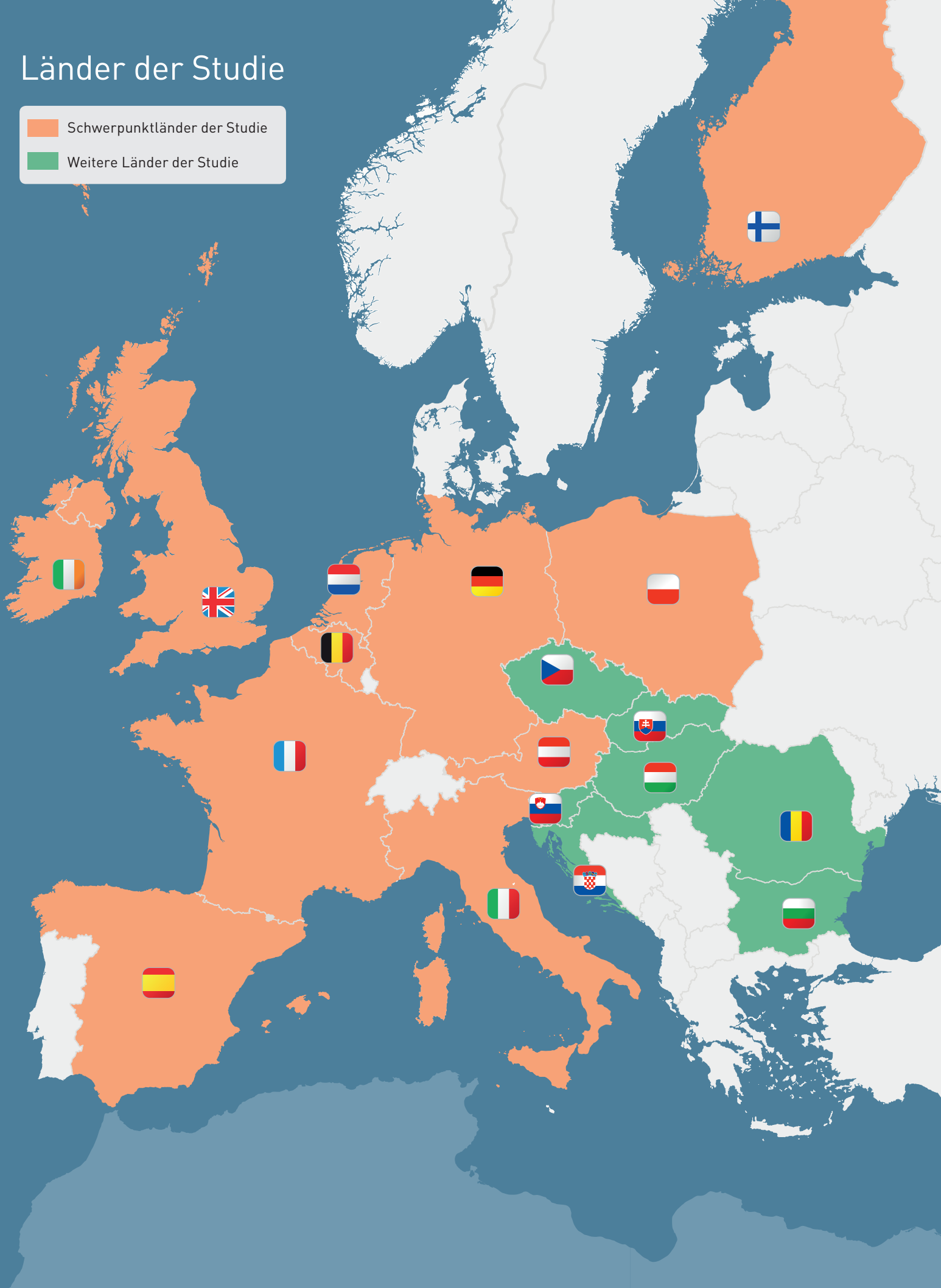


Dr. Thomas Ruhm
Partner
SCWP Schindhelm

² Unter »Repowering« versteht man das Ersetzen alter Kraftwerksteile durch neue Anlagenteile, die am aktuellen Stand der Technik sind, wobei Teile der vorhandenen Anlagen und/oder der Infrastruktur weiterverwendet werden.

Länder der Studie

- Schwerpunktländer der Studie
- Weitere Länder der Studie





Executive Summary

Die **UN-Klimakonferenz in Paris¹** im Dezember 2015 hat mit einem klaren Bekenntnis der unterzeichnenden Länder zu einem Eindämmen des CO₂-Ausstoßes und damit indirekt verbunden einem weiteren Ausbau von Erneuerbarer Energie (EE) geendet. Konkret soll der Temperaturanstieg bis 2050 gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf unter 2°C (angestrebt: 1,5°C) begrenzt werden, und in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts sollen Netto-Null-Emissionen von Treibhausgasen (THG) erreicht werden. Das dort verhandelte »Übereinkommen von Paris« wurde mittlerweile von weit über 100 der an der Konferenz teilnehmenden 195 Mitgliedstaaten der »Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen« (UNFCCC) ratifiziert, darunter auch die Länder mit dem weltweit größten Treibhausgas-Ausstoß – China und die USA. Es ist Aufgabe der einzelnen Nationalstaaten, entsprechende Beiträge auf Basis nationaler Klimaschutzverpflichtungen (die allerdings freiwilligen Charakter haben) zu definieren. Diese sollen in Fünfjahresabständen in Hinblick auf das globale Ziel überprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Bei der Folgekonferenz in Marrakesch (COP 22, gleichzeitig das 12. Treffen zum Kyoto-Protokoll) im November 2016 wurden die Ergebnisse von Paris bekräftigt und die »Konvention von Marrakesch« verabschiedet, nach der mit größtmöglichem politischem Einsatz gegen die weltweite Klimaerwärmung vorgegangen werden soll.²

Die EU hat in ihrer neuen **Klimapolitik** verschiedene Ziele definiert, darunter soll bis zum Jahr 2030 der Anteil von EE am Bruttoenergieverbrauch auf 27% steigen und eine Verringerung der THG-Emissionen von 40% gegenüber dem Niveau von 1990 sowie die Verbesserung der Energieeffizienz um 27% bis 30% (gegen-

über Modellberechnungen aus dem Jahr 2007) erreicht werden.

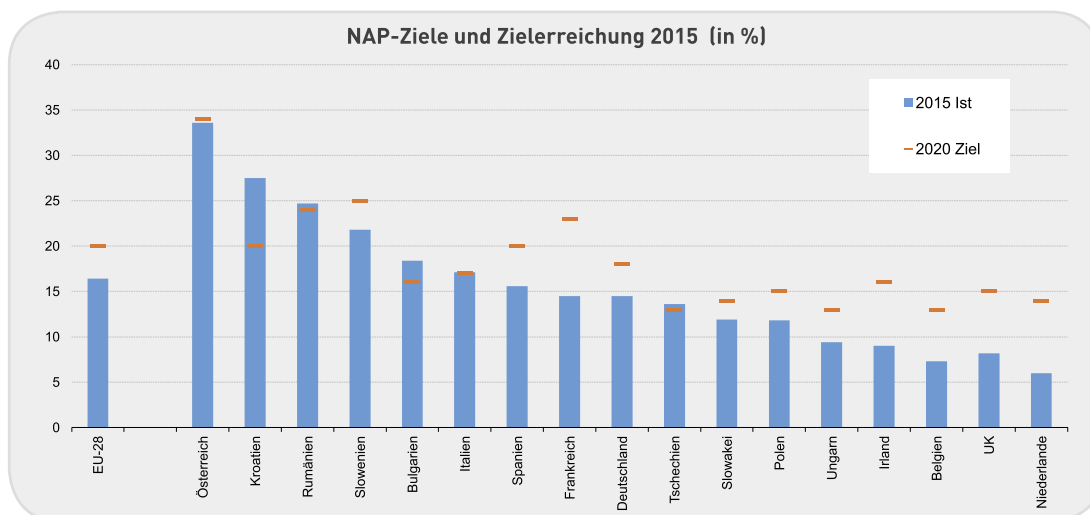
Auch wenn das Bekenntnis zu einem geringeren CO₂-Ausstoß grundsätzlich den Weg zu weiteren massiven Investitionen in EE bereiten sollte, zeigt sich sieben Jahre nach Umsetzung der EU-Richtlinie 2009/28/EG in nationales Recht sowohl nach Ländern als auch nach eingesetzten Technologien ein durchaus **differenziertes Bild**. Während manche Länder (wie Österreich) durch einen hohen Anteil an Wasserkraft begünstigt sind, spielen anderswo vorhandene konventionelle Rohstoff-Vorkommen (Kohle, Gas) und die mit deren Gewinnung verbundenen Arbeitsplätze eine zentrale Rolle. Vor allem in Osteuropa haben niedrige Endverbraucherpreise oftmals Priorität vor dem geförderten Ausbau von EE. Des Weiteren werden in der EU nach wie vor rund 26% des Stroms durch Kernkraft erzeugt, die bei aller Problematik doch auch zu den Technologien mit geringer CO₂-Emission zählt. Auch hier reicht das Handlungsspektrum der Regierungen von beschleunigtem Ausstieg (wie in Deutschland) zu weiterem Ausbau (wie in Tschechien oder der Slowakei).

Gerade in den großen Märkten wie Frankreich, Großbritannien oder auch den Niederlanden hat sich gezeigt, dass zur NAP (Nationaler Aktionsplan)-Zielerreichung noch gesonderte Anstrengungen zu unternehmen sind – damit sind auch **zusätzliche Investitionsmöglichkeiten** verbunden. Die folgende Grafik zeigt den unterschiedlichen Zielerreichungsgrad der in dieser Studie betrachteten Länder, gereiht nach dem erreichten Anteil von EE am Bruttoenergieverbrauch³:

1 United Nations Framework Convention on Climate Change, 21st Conference of the Parties, kurz COP 21, zugleich das 11. Treffen zum Kyoto-Protokoll.

2 Die Konferenz stand im Zeichen der unklaren Haltung der neuen US-Regierung. Gleichzeitig wurden von Seiten der Wissenschaft ernsthafte Zweifel an der Erreichbarkeit sowohl des 1,5°C- als auch des 2°C-Szenarios angemeldet.

3 Quelle: Renewable Energy Progress Report, EU-Kommission, Februar 2017.



Die Rahmenbedingungen für Energieerzeugung und -verteilung sind insgesamt komplexer geworden. Weiterhin **fallenden Großhandelspreisen** stehen notwendige Investitionen in Entwicklung und Bau von leistungsfähigen Übertragungsnetzen (Stichwort: Stromtransport von Offshore-Windfarmen zu Großstädten und Industriezentren im Landesinneren sowie Stromtransporte über Ländergrenzen hinweg), Speichermöglichkeiten und intelligenten Verteilungsnetzen (Smart Grid) gegenüber. Interessanterweise wird die negative Preisentwicklung nicht zuletzt dadurch befeuert, dass Wind- und PV-Anlagen durch den kostenlosen Input-Faktor (Wind, Sonneneinstrahlung) zu sehr geringen Grenzkosten produzieren können, was in Überschuss-Situationen den Marktpreis in den Keller treibt. So erleben wir dieser Tage nicht nur negative Zinsen im Euro-Raum, sondern auch Zeiten (allerdings nur stundenweise) mit negativen Preisen an den Strombörsen – wovon der Endverbraucher allerdings nichts merkt.

Rund um den durch Klimaziele und Ausbau von EE entstandenen Paradigmenwechsel entstehen jedoch auch neue Industriezweige (Smart Grid/Smart Meter, Speicherung, Entwicklung von Prognosemodellen für Produktion und Verbrauch, Redundanz und Versorgungssicherheit, Repowering etc.) und Geschäftsmodelle (Eigenverbrauch/Net Metering⁴, Gemeinschaftsanlagen, Bürgerbeteiligungsmodelle), die auch als Chance für technologieorientierte Unternehmen und Start-ups verstanden werden können. Die Herausforderungen, die durch **verstärkte**

Elektromobilität auf die Branche zukommt, sind ebenfalls nicht zu unterschätzen.

Auch wenn Europa die führende Rolle beim Ausbau von EE an China, aber auch andere Märkte abgeben musste, ist das Potenzial für Investitionen in EE, aber auch für Forschung und Entwicklung hier unverändert hoch. Das Jahr 2016 markiert das neunte Jahr in Folge, in dem mehr Energiekapazität aus EE ausgebaut wurde als aus sämtlichen anderen Energieträgern.

Die Prognosen der europaweiten Interessenvertretungen WindEurope und Solar Power Europe (SPE)⁵ schreiben für die EU die Ausbauwerte der letzten beiden Jahre mehr oder weniger fort. Für das Jahr 2020 werden demnach installierte Kapazitäten bei Windenergie von rund 192 GW (entspricht einem jährlichen Netto-Ausbau von 9,5 GW) und von rund 139 GW bei Photovoltaik (PV; entspricht einem jährlichen Netto-Ausbau von rund 9,0 GW) erwartet.

Sowohl die Erreichung der »alten« NAP-Ziele als auch die weitergehenden Pläne, die sich aus der Pariser Klimakonferenz ableiten, bedürfen **massiver Anstrengungen** von Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Bevölkerung. Die aktuellen politischen Entwicklungen in den USA, der bevorstehende Brexit und die zunehmende Isolierung der Türkei, die als einer der Hoffnungsmärkte für EE gilt, sind leider nicht die besten Rahmenbedingungen für eine frictionsfreie Umsetzung der mühsam in Paris erarbeiteten Ziele.

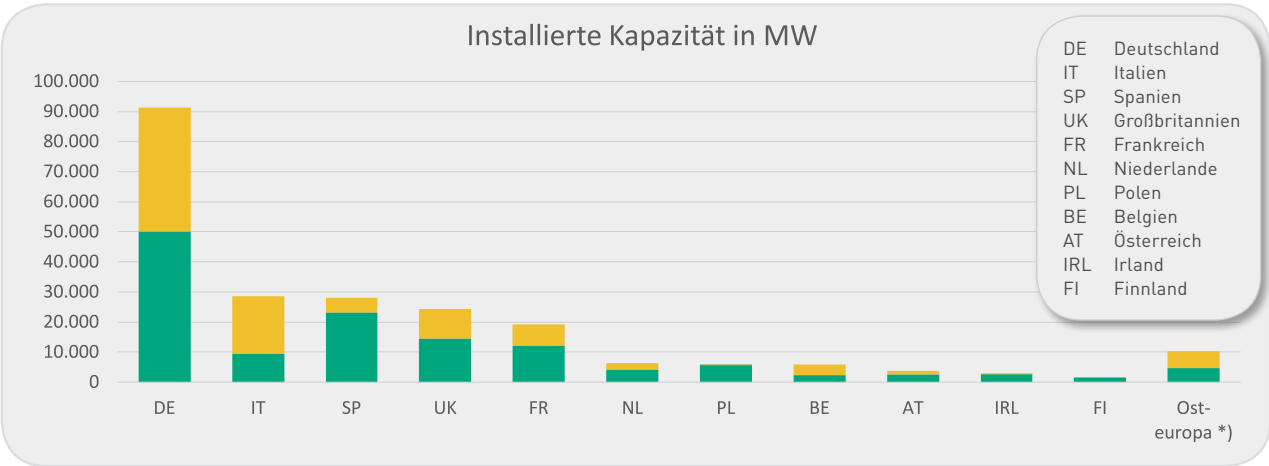
⁴ »Net-Metering« bedeutet, dass der Anlagenbetreiber Überschuss-Strom in das Netz einspeisen kann, wobei der eingespeiste Strom gutgeschrieben wird und damit die eigene Stromrechnung vermindert wird. Voraussetzung ist regelmäßig der Einbau geeigneter, bidirektionaler Stromzähler.

⁵ Diese beiden Organisationen vertreten die Interessen der europäischen Wind- bzw. Solarbranche. Die meisten in dieser Studie genannten Kapazitätswerte sowie Prognosen stammen aus diesen Quellen. Beide Organisationen haben vor rund zwei Jahren ihren Namen geändert. Die WindEurope war früher unter EWEA bekannt, die SPE unter EPIA.

Länder-Ranking: Installierte Kapazität, Zubau und Nutzungsgrad

Erneuerbare Energie in Europa hat einen Namen: Deutschland. Dort sind rund 40% der Wind- und PV-Kapazität der in dieser Studie untersuchten Länder konzentriert. Es folgen,

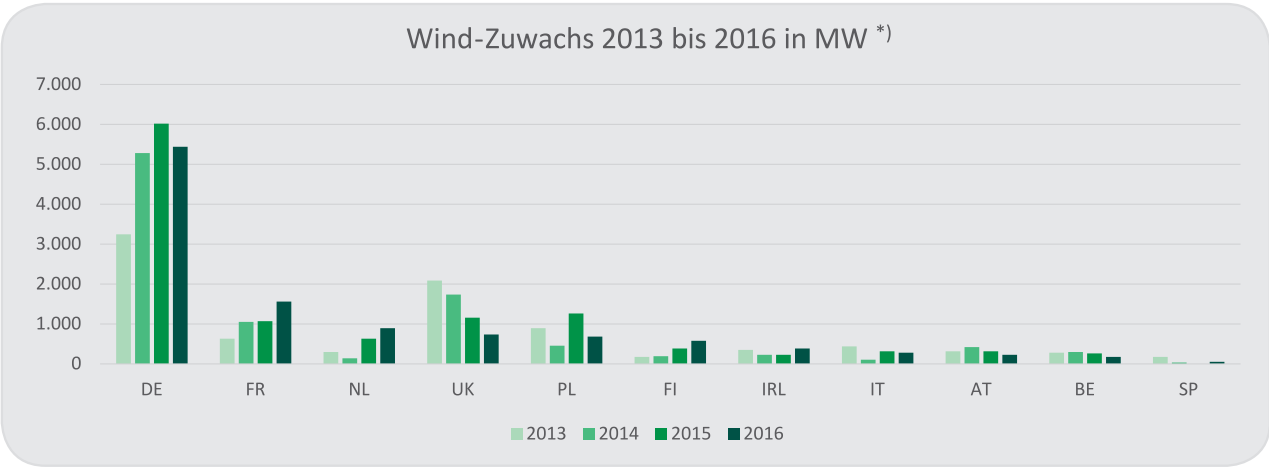
fast gleichauf, Italien, Spanien und Großbritannien, allerdings mit sehr unterschiedlichem Technologiemix. Österreich ist eher am Ende der Tabelle angesiedelt.



* Osteuropa umfasst hier Bulgarien, Kroatien, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn.

Der Kapazitätswachstum verläuft in den einzelnen Ländern mit unterschiedlicher Dynamik. Im **Windbereich** steht einer leichten Abschwächung in Deutschland und einem stetigen

Rückgang in Großbritannien ein positiver Trend in Frankreich, den Niederlanden und Finnland gegenüber. In Österreich zeigte der Zubau in den letzten Jahren eine leicht rückläufige Tendenz.

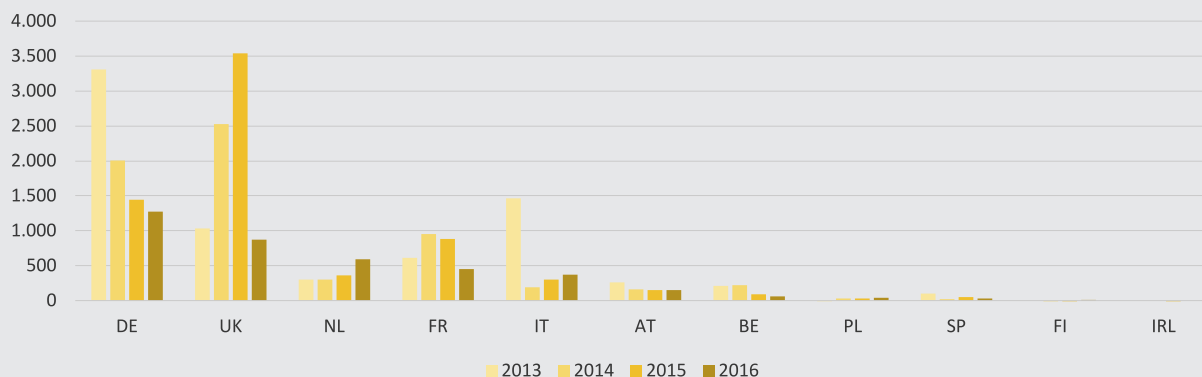


* Die Reihung von links nach rechts erfolgt nach dem Zubau im Jahr 2016.

Der **PV-Ausbau** war zuletzt durch den dramatischen Rückgang der Neuinstallationen in Großbritannien geprägt. Deutschland bleibt zwar hinter den selbst gesteckten Zielen zurück, ist

aber auch hier noch immer die klare Nummer eins. In den Niederlanden und in Italien ist ein positiver Trend erkennbar. In Österreich verläuft der Zuwachs gleichmäßig.

PV-Zuwachs 2013 bis 2016 in MW *)

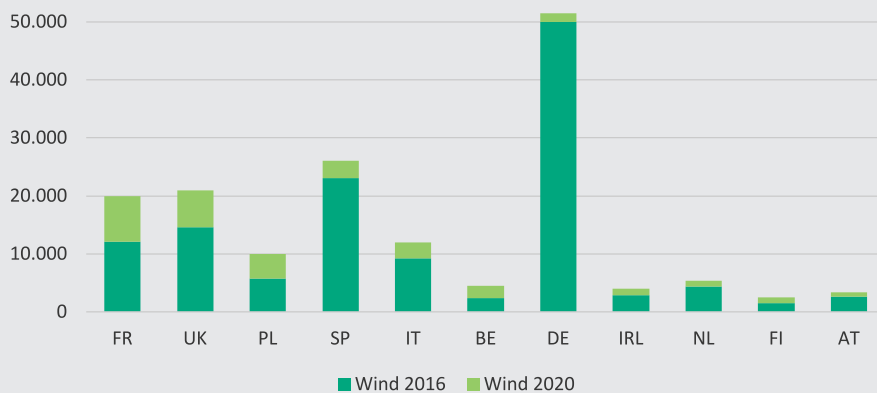


* Die Reihung von links nach rechts erfolgt nach dem Zubau im Jahr 2016.

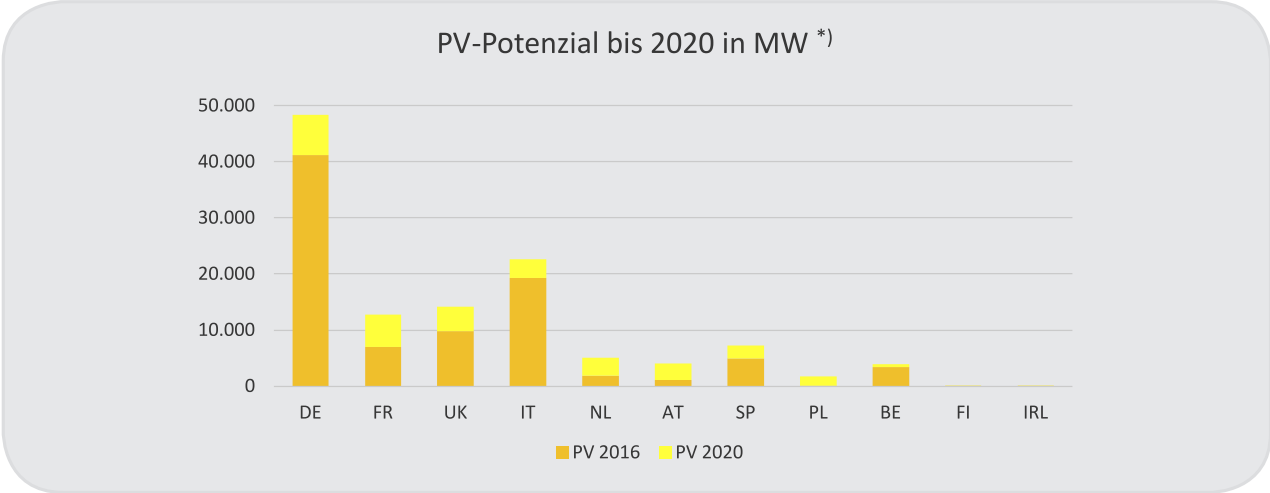
Die beiden folgenden Übersichten zeigen die von den Interessenvertretungen WindPower und Solar Power Europe (SPE) erwarteten installierten Kapazitäten und somit das **Potenzial** in den einzelnen Ländern. Demnach sind die Märkte

mit den größten Chancen im Windbereich Frankreich, Großbritannien und Polen; die größten Potenziale für PV werden in Deutschland, Frankreich und Großbritannien gesehen. Österreich liegt hier im Mittelfeld.

Wind-Potenzial bis 2020 in MW *)



* Die Reihung von links nach rechts erfolgt nach errechnetem Potenzial.

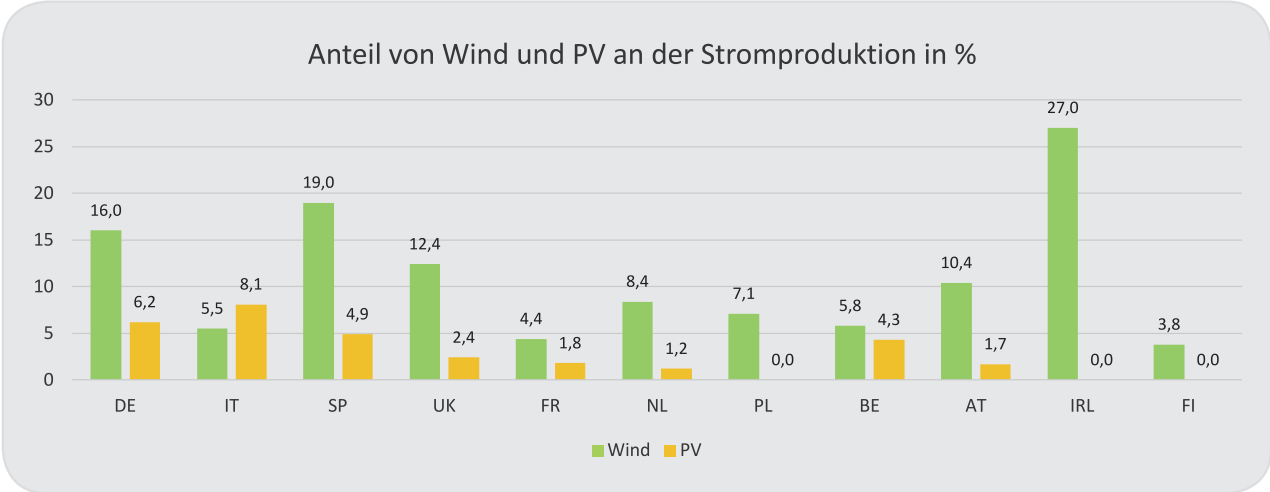


* Die Reihung von links nach rechts erfolgt nach errechnetem Potenzial.

Der **Anteil**, den die beiden Technologien **an der Stromerzeugung** (in dieser Studie auch Nutzungsgrad genannt) im jeweiligen Land haben, ist unterschiedlich ausgeprägt. Abgesehen von der installierten Kapazität sind auch die erzielbaren Volllaststunden ein wichtiger Faktor. Im Windbereich liegt Irland vorne, gefolgt von Spa-

nien und Deutschland – Österreich liegt hier aber mit einem Wert von über 10% schon an der fünften Stelle.

Bei PV liegt Italien unangefochten an der Spitze, gefolgt von Deutschland. Österreich konnte sich hier bisher nicht prominent positionieren.



Rückblende 2016 und Ausblick 2017 je Land

Auch 2016 haben sich EE in **Österreich** weiter entwickeln können, allerdings nach wie vor auf der Grundlage des Ökostromgesetzes (ÖSG 2012), das von der Branche mittlerweile als Hemmschuh gesehen wird. Eckpunkte sind ein fester Einspeisetarif (Feed-in-Tariff, FiT) und eine jährliche, betragsmäßige Deckelung der Förderung. Dadurch bekommen nicht alle fertig entwickelten Projekte einen geförderten Tarif, und im Windbereich ist daher eine Warteliste entstanden, die aktuell rund 260 Windräder umfasst. Kurz vor Drucklegung passierte die sogenannte »kleine Ökostromnovelle« den Ministerrat. Diese bringt nur marginale Verbesserungen (Wartefristerstreckung von Projekten auf der Warteliste von drei auf vier Jahre, Erleichterungen bei PV-Gemeinschaftsanlagen), aber keine Initiative zum Abbau des Investitionsstaus im Windbereich.

Markant ist auch die Konzentration der Windkraftanlagen (insgesamt immerhin 2.632 MW) in zwei Bundesländern – im Burgenland und in Niederösterreich. Im Rest des föderal strukturierten Landes fehlt der politische Wille zum Ausbau von Windkraft. PV ist auch dadurch limitiert, dass es seit 2015 keine Förderung für Freilandanlagen mehr gibt.

Positiv ist jedenfalls die formulierte Absicht zu werten, bis zum Jahr 2030 Strom zur Gänze aus EE zu beziehen und bis zum Jahr 2050 weitestgehend auf fossile Energie zu verzichten.

Deutschland ist das Land in Europa, in dem die größten Kapazitäten installiert und regelmäßig die höchsten jährlichen Zuwächse sowohl bei Wind als auch bei PV zu verzeichnen sind, auch wenn der Zubau bei PV in den letzten beiden Jahren hinter den Erwartungen zurück-

geblieben ist. Mit der Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 (EEG 2017) wird ein weiterer Schritt unternommen, um EE an den regulären Markt heranzuführen, indem größere Anlagen nur noch über Auktionen zu einem geförderten Tarif kommen. Das Gesetz enthält auch einen klaren Ausbauplan für EE verschiedener Technologien. Der angekündigte beschleunigte Ausstieg aus der Atomkraft ist für betroffene Energieunternehmen einerseits eine große Herausforderung, andererseits eine große Chance für EE und die damit verbundene Netz- und Zulieferindustrie.

In Summe bleibt Deutschland wohl auch in den kommenden Jahren die EE-Lokomotive in Europa.

In **Belgien** ist die Bedeutung der Kernenergie nach wie vor sehr groß, allerdings gibt es auch hier konkrete Pläne zum Atomausstieg bis zum Jahr 2025. Das bedeutet naturgemäß große Chancen für Investitionen in EE, allerdings führt die föderale Struktur des Landes de facto zu einer Dreiteilung des Landes, die sich auch in unterschiedlichen Förderungs-Modellen widerspiegelt und die Dynamik des Sektors bremst. Nur der Bereich Offshore-Wind ist national geregelt, von dort werden auch die größten Impulse für weitere EE-Investitionen ausgehen. Grundsätzlich gibt es in Belgien in allen Regionen und für alle Technologien ein Quotensystem mit Grünzertifikaten. Belgien ist eines der wenigen Länder, in denen die installierte Kapazität von PV jene von Windkraft übertrifft, obwohl es praktisch keine Freilandanlagen mit einer Kapazität von mehr als 1 MWp gibt.

Belgien wird zur Erreichung des NAP-Ziels noch deutliche Akzente setzen müssen.

Die Energiewirtschaft in **Finnland** ist durch die geografische Lage des Landes, die extremen klimatischen Bedingungen und dem damit verbundenen hohen Energiebedarf für Raumheizung geprägt. Mit rund 40 % Anteil an der Stromproduktion sind EE bereits jetzt stark vertreten, allerdings zu etwa gleichen Teilen mit Wasserkraft und Biomasse, die in dem holzreichen Land im Überfluss vorhanden ist. Windkraft trägt derzeit nur rund 3 % zur Stromerzeugung bei, PV ist, klimatisch bedingt, kaum wahrnehmbar. Windenergie wird derzeit noch über einen gedeckelten Premium-Tarif gefördert, dieses System wird aber im Laufe des Jahres 2017 durch ein Auktionsmodell abgelöst werden. Der finnische Windenergieverband sieht ein Ausbaupotenzial von 11.300 MW, was einer Vervielfachung der jetzt installierten Kapazität entspricht.

In **Frankreich** hat die Regierung ehrgeizige Ziele zum Ausbau von EE bekanntgegeben, parallel zu einem teilweisen Ausstieg aus der Kernkraft bis zum Jahr 2025. Auch wenn Frankreich bisher bei EE keinen Spitzenplatz eingenommen hat, ist es doch ein wichtiger Markt; nach installierter Kapazität nimmt es sowohl bei Wind als auch bei PV den vierten Platz in Europa ein. Mit 1.561 MW Zubau bei Windkraft wurde im Jahr 2016 hinter Deutschland der zweite Platz belegt, und in diesem Sektor ist auch das größte Wachstum zu erwarten – sowohl an Land als auch Offshore.

PV ist (ähnlich wie in Deutschland) durch einen ausgewogenen Mix aus kleineren, mittleren und Großanlagen gekennzeichnet. Bei Bordeaux befindet sich der größte Solarpark Europas mit einer Kapazität von 300 MWp.

Das Fördersystem ist gerade im Umbruch; die derzeit geltenden festen Einspeisepreise (Feed-in-Tariff, FiT) wird es in Zukunft nur mehr für kleinere Installationen geben, größere Anlagen werden über ein marktnäheres Auktionssystem

gefördert, das im Detail noch ausgearbeitet werden muss.

Von der Windenergie-Branche wird Kritik an den langen Vorlaufzeiten zur Realisierung von Windprojekten geübt; diese wäre mit durchschnittlich vier bis sechs Jahre deutlich länger als in vergleichbaren Ländern.

In **Großbritannien**⁶ spielt Kohle als Energieträger traditionell eine wesentliche Rolle. Im Rahmen der aktuellen Energiestrategie wird jedoch der Ausstieg aus der Verstromung von Kohle angestrebt, allerdings wird auch weiterhin auf Gas, aber auch auf Kernkraft gesetzt. Dennoch hat sich Großbritannien ein ehrgeiziges NAP-Ziel gesetzt – mit dem Effekt, dass es zu jenen Ländern gehört, die von der Zielerreichung noch weit entfernt sind. Auch in Großbritannien ist das Tarifmodell gerade im Umbruch. In Zukunft gibt es für Anlagen bis 5 MW eine Art festen Einspeisepreis (Feed-in-Tariff, FiT), größere Anlagen bieten in Auktionen einen »Contract for Difference« (CfD), der die Differenz zwischen dem Auktionspreis und dem Marktpreis vergütet. Die Förderung für PV-Freilandanlagen wurde im Jahr 2015 eingestellt, wodurch einer der dynamischsten PV-Märkte zusammenbrach. Investitionsmöglichkeiten bieten sich vor allem im Bereich On- und Offshore-Wind.

Das bevölkerungsarme, aber windreiche **Irland** hat sich von der tiefen Wirtschaftskrise der Jahre 2008 bis 2010 gut erholt und bietet grundsätzlich gute Voraussetzungen für den weiteren Ausbau von EE. Vor allem Windenergie hat sich gut entwickelt, und mit einem Windnutzungsgrad von rund 27 % (Anteil der Windenergie an der gesamten Stromproduktion) liegt Irland in der EU nur hinter Dänemark. Allerdings ist das bisherige Fördermodell (ein Feed-in-Tariff, FiT) für Windkraft ausgelaufen und ein Nachfolgemodell wurde bisher noch nicht beschlossen.

⁶ Der Einfachheit halber wird in dieser Studie »Großbritannien« und »Vereinigtes Königreich« (United Kingdom, UK) synonym verwendet; gemeint sind damit England, Schottland, Wales und Nordirland.

PV spielt bisher keine wesentliche Rolle, nicht aus klimatischen Gründen, sondern vor allem, weil es bisher für diese Technologie gar keine Förderung gegeben hat. Branchenvertreter weisen darauf hin, dass bei entsprechender Förderung viele Projekte für Freiland-Anlagen auf Ackerflächen kurzfristig umsetzbar wären. Zudem steht die Einführung eines Auktionsmodells im Raum, wodurch erhebliche Investitionsdynamik entstehen könnte.

In **Italien** hat sich Windkraft mittelmäßig, PV jedoch extrem gut entwickelt, auch hier war der Grund (neben der hohen Sonneneinstrahlung) eine sehr hohe Tarifförderung über feste Einspeisetarife (Feed-in-Tariff, FiT). Diese Förderungen sind jedoch im Jahr 2013 ausgelaufen, folglich sind auch die Investitionen in PV stark zurückgegangen. Trotzdem belegt Italien hinter Deutschland den zweiten Platz bei Kapazität und Stromerzeugung aus PV und ist das einzige große in dieser Studie behandelte Land, in dem die installierte PV-Kapazität die von Wind übertrifft. Mit 8,1% erreicht Italien auch den höchsten PV-Nutzungsgrad (Anteil von PV an der gesamten Stromproduktion).

Derzeit wird PV nur marginal und Wind über einen kapazitätsabhängigen FiT gefördert, allerdings wurde bereits begonnen, Tarife für größere Anlagen über Auktionen zu vergeben. Das bürokratische Umfeld wird von der Branche jedoch als bremsend empfunden.

Reichlich vorhandene Erdgasvorkommen führen dazu, dass bisher in den **Niederlanden** ein großer Teil des Stroms aus Gaskraftwerken gewonnen wurde und der Anteil von EE traditionell gering war. Die NAP-Ziele sind dennoch ambitioniert, allerdings müssen die Niederlande auch noch einen weiten Weg zur Zielerreichung zurücklegen. Sowohl Wind als auch PV werden durch ein Marktprämienmodell

gefördert, durch die kleinteilige Struktur der installierten PV-Anlagen ist auch Net-Metering attraktiv. Der Bereich Offshore-Wind soll in den nächsten Jahren forciert werden. Das stabile wirtschaftliche Umfeld und eine vor allem im Vergleich zu anderen europäischen Ländern positive Ausbaudynamik in den letzten Jahren (mit einem Installationsrekord bei Wind im Jahr 2016) schaffen ein gutes Klima für weitere Investitionen in EE.

Polen ist eines der Länder, für die der Ausbau von EE bedeutet, sich von volkswirtschaftlich bedeutenden Ressourcen zu verabschieden – in diesem Fall von der Kohle, die zumeist in defizitären Bergwerken gewonnen und klimabelastend verfeuert wird. Dieser schwierige Ablöseprozess ist mit dafür verantwortlich, dass Polen bisher sicher nicht das ganze EE-Potenzial ausgeschöpft hat.

Im Jahr 2016 wurde erstmals eine Auktion auf Basis des nach langem Warten in Kraft getretenen EEG durchgeführt. Diese Form der Förderung löst somit das bisherige Quotensystem mit Grünzertifikaten (GC) ab, unter dem sich PV überhaupt nicht entwickeln konnte und das zuletzt durch einen markanten Preisverfall der Zertifikate gekennzeichnet war. Die Preis- und Planungssicherheit ist bei dem neuen Auktionsystem zweifellos höher, allerdings auch das vorgelagerte Entwicklungskostenrisiko für Projekte, die bei der Auktion nicht erfolgreich sind.

Deutlich eingetrübt wurden die Aussichten für Windkraft jedoch durch die im Juli 2016 erfolgte Verabschiedung des Gesetzes über Investitionen in Windkraftanlagen, das deutlich schlechtere Rahmenbedingungen mit sich bringt.

Spanien ist durch die geografischen Verhältnisse eines der Länder, in denen grundsätzlich sehr gute Voraussetzungen für die Entwicklung

von EE herrschen. Tatsächlich konnten sich sowohl Wind als auch PV gut entwickeln, allerdings nur bis zum Jahr 2012, als krisenbedingt die Förderungen radikal gekürzt wurden. Seither ist wenig Investitionstätigkeit festzustellen und es ist unwahrscheinlich, dass die im NAP genannten Kapazitäten erreicht werden. Die Einführung eines Auktionssystems verlief äußerst holprig, die in der ersten Auktion im Jahr 2016 bezuschlagten Windprojekte erhielten praktisch nur den Marktpreis, weitere angekündigte Auktionen werden mit entsprechender Skepsis erwartet.

Tarifsysteme im Überblick

Nach wie vor wird die **Stromerzeugung aus EE** in den meisten europäischen Ländern gefördert, allerdings nach nationalen Vorgaben und den entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen. So entstand in Europa ein unübersichtliches System aus Förderungen, das nicht nur nach Ländern, sondern auch nach Technologien und Kapazitäten unterschiedliche Regelungen kennt.

Mit dieser Studie wird der Versuch unternommen, die **Fördersysteme wichtiger EE-Märkte in Europa zu analysieren** und für Investoren übersichtlich darzustellen. Über Tarifförderungen hinaus gibt es länder- und regionsspezifisch verschiedenste Investitionsförderungen, Zuschüsse, begünstigte Darlehen etc., deren Erhebung den Rahmen der Studie übersteigt. Der Schwerpunkt liegt daher auf den Tarifsystemen.

Die in der Vergangenheit am häufigsten gewählte Form der Tarifförderung ist die Gewährung eines **festen Einspeisetarifs** (Feed-in-Tariff, FiT), welcher zur Gänze von lokalen Stromversorgungsunternehmen, Händlern oder

nationalen Verrechnungsstellen an die EE-Produzenten bezahlt wird. Allerdings unterliegen fast alle FiT-Systeme im Laufe der Zeit einer mehr oder weniger ausgeprägten Tarifanpassung nach unten, das heißt, je früher die Anlage ans Netz geht, desto höher ist der FiT, der dann – einmal zugesprochen – zumeist über die gesamte Laufzeit des Tarifs unverändert bleibt.

Diese Tarifform ist verständlich und leicht zu handhaben, es hat sich allerdings herausgestellt, dass in manchen Ländern aufgrund anfänglich sehr hoher Tarife besonders im PV-Bereich enorme Kapazitäten installiert wurden, die die Förderbudgets (bzw. die Endverbraucherpreise) noch lange belasten werden, obwohl die Investitionskosten in diesem Bereich innerhalb weniger Jahre um rund 70 % gefallen sind.

Eine Sonderform des FiT sind **Marktprämien-Modelle**, bei denen der feste Einspeisepreis durch eine **gleitende Prämie** ersetzt wird, die zusätzlich zu einem definierten Marktpreis bezahlt wird (Feed-in-Premium, FiP) und in Summe wieder den angestrebten FiT ergibt (Tarif = volatiler Marktpreis + gleitende Prämie). Grundsätzlich sollte das Ergebnis wieder der festgelegte Tarif sein, nur seine Bestandteile sind marktgekoppelt und somit volatil. Da jedoch der Marktpreis in der Berechnungsformel zumeist entweder vom Regulator errechnet oder an Strombörsen festgestellt wird, verbleibt beim EE-Erzeuger das Risiko, seinen Strom tatsächlich zu diesem Marktpreis zu verkaufen (oder auch die Chance, über flexible Vermarktung Zusatzerlöse zu erwirtschaften).

Noch marktnäher aufgebaut sind Tarifmodelle, bei denen die gleitende durch eine **fixe Prämie** ersetzt wird. Diese Form einer FiP transferiert das Marktpreisrisiko zum EE-Produzenten und führt somit bei diesem zu geringerer Planungssicherheit.

Der aktuelle Trend bei der Förderung von Großanlagen geht eindeutig zu **Ausschreibungs- und Auktionsverfahren**. Hier legen potenzielle EE-Produzenten im Zuge von Auktionsverfahren der ausschreibenden Behörde ein Angebot für einen Fixpreis und eine fixe Laufzeit vor – im Wettbewerb mit anderen Anbietern, theoretisch auch technologieneutral. Das Ergebnis dieser Auktionen ist entweder ein FiT über die gebotene Laufzeit oder ein »Contract for Difference« (CfD), der ähnlich der gleitenden Marktprämie die Differenz zwischen dem Marktpreis und dem Auktionspreis ersetzt. Durch das ausgeprägte Wettbewerbselement werden auf lange Sicht die Förderkosten deutlich sinken; für Investoren steigt jedoch das Risiko, Entwicklungskosten für Projekte, die keinen Zuschlag erhalten haben, abschreiben zu müssen.

Ein gänzlich anderes Fördermodell ist das **Quotensystem** mit Grünzertifikaten (GC). Die Idee dahinter ist, dass der EE-Produzent seinen Strom einerseits am Markt verkauft, andererseits eine gewisse Zahl an GC proMWh an erzeugtem Grünstrom erhält. Diese GC können dann an Stromhändler und Netzbetreiber verkauft werden, die ihrerseits einen jährlich steigenden Anteil an verkauftem Grünstrom (die sogenannte **Quote**) nachweisen müssen und dies durch Vorlage entsprechend vieler GC (oder durch Leistung einer Pönalezahlung) tun. Da dieses System nur funktioniert, wenn die Zahl der GC und die Quote genau aufeinander abgestimmt sind, hat es sich in der Praxis (etwa in Rumänien oder Polen) **nicht bewährt**.

Der Vollständigkeit halber erwähnt sei hier auch das sogenannte **Net-Metering**, das in manchen Ländern bereits das populärste Fördermodell vor allem für kleine PV-Haushaltsanlagen ist. Dabei kann der Anlagenbetreiber Überschuss-Strom in das Netz einspeisen, wobei der Stromzähler praktisch rückwärts läuft und damit die eigene Stromrechnung vermindert wird.

Die hinter den Fördersystemen liegende Idee ist es natürlich, die Entwicklung von EE soweit zu fördern, dass diese durch technischen Fortschritt und Skaleneffekte an den Markt herangeführt und die Förderungen eines Tages eingestellt werden können. Die meisten der heute anwendbaren Fördersysteme enden daher auch spätestens im Jahr 2035.

Der häufig geäußerten **Kritik an der Förderung von EE** und der Refinanzierung über höhere Endverbraucherpreise ist entgegenzuhalten, dass nach Expertenschätzungen noch immer der überwiegende Teil an Förderungen (direkt und indirekt) an Kohle- und Atomstromproduzenten ausbezahlt wird.



Nachfolgende Tabellen geben einen Überblick über die jeweiligen Tarifsysteme für 2017, die installierte Leistung sowie die Potenzialschätzung für 2020 in den ausgewählten Ländern je Technologie:

WIND (Onshore-Tarife für neue Kraftwerke mit >5 MW Leistung)

Land	Währung	Tarifart	Tarif (a) (Euro-Cent/kWh)	Laufzeit (Jahre)	install. MW 2016	install. MW WindEurop 2020
Österreich	EUR	FiT	8,95	13	2.632	3.400
Deutschland	EUR	Auktion	pay as bid (max. 7,00)	20	50.019	51.500
Belgien	EUR	GC mit Quote	9,17 - 9,60 (b)	15	2.386	4.500
Finnland	EUR	Marktprämie (c)	8,35	12	1.539	2.526
Frankreich	EUR	FiT (c)	8,20	10 (+ Ver- längerung)	12.065	20.000
Großbritannien	GBP	Auktion	9,58 (d)	15	14.542	21.000
Irland	EUR	FiT (c)	6,72	15	2.830	4.025
Italien	EUR	Marktprämie (c)	11,00	20	9.257	12.000
Niederlande	EUR	Marktprämie	6,40 - 8,50 (e)	15	4.328	5.400
Polen	PLN	Auktion	pay as bid (max. 8,01)	15	5.782	10.000
Spanien	EUR	Auktion	n/a	n/a	23.075	26.005

PHOTOVOLTAIK (Tarife für neue Anlagen mit 100 kWp Leistung)

Land	Währung	Tarifart	Tarif (Euro-Cent/kWh)	Laufzeit (Jahre)	install. MW 2016 (f)	install. MW SPE 2020
Österreich	EUR	FiT	7,91	13	1.087	3.985
Deutschland	EUR	FiT/Marktprämie	10,69/11,09	20	41.224	48.396
Belgien	EUR	GC mit Quote	7,00 - 16,20 (b)	10 - 15	3.432	3.966
Finnland	EUR	n/a	n/a	n/a	20	n/a
Frankreich	EUR	FiT (c)	11,76	20	7.030	12.781
Großbritannien	GBP	FiT	8,01	20	9.791	14.174
Irland	EUR	n/a (c)	n/a	n/a	2	n/a
Italien	EUR	Vermarktungshilfe	5,02 - 9,54 (g)	n/a	19.310	22.613
Niederlande	EUR	Marktprämie	9,00 - 12,50 (h)	15	1.915	5.044
Polen	PLN	Auktion	pay as bid (max. 10,30)	15	99	1.702
Spanien	EUR	Auktion	n/a	n/a	4.946	7.205

a Bei Ländern mit Vergütungen, die in lokaler Währung bezahlt werden, erfolgte die Umrechnung zu den von der Oesterreichischen Nationalbank verlautbarten Referenzkursen der EZB für Jänner 2017.

b Ohne Brüssel/Hauptstadt.

c Das Tarifmodell wird voraussichtlich demnächst durch ein Auktionsmodell ersetzt.

d Höchster Preis, der bei der letzten Auktion erzielt wurde.

e Abhängig von der Windgeschwindigkeit am Standort.

f Die Zahlen »install. MW 2016« beruhen teilweise auf Schätzungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

g Abhängig vom Marktpreis und der Tageszeit (Werte aus Jänner 2017).

h Abhängig von der Vergaberunde.

Marktanalyse 2017 im Detail



Österreich



Währung:	Euro (EUR)
Fläche:	83.879 km ²
Bevölkerung in Mio.:	8,76
BIP in EUR Mrd.:	355
BIP in EUR pro Kopf:	40.621
Reales BIP-Wachstum in %:	1,2
Inflationsrate (VPI) in %:	1,5
Öffentlicher Schuldenstand in % BIP:	83,7
Arbeitslosenrate in %:	6,4

Quelle: Prognose 2017, IMF 10/2016.

NATIONALE ZIELE

Mit einem Anteil von rund 75 % Grünstrom an der gesamten Stromproduktion sowie dem seit 1978 de facto festgeschriebenen Verzicht auf Atomkraft gehört Österreich im Bereich Stromerzeugung dank dem großen Anteil an Wasserkraft zweifellos zu den »grünsten« Ländern auf der Landkarte für Erneuerbare Energie (EE). Der Nationale Aktionsplan (NAP), der gegenüber der Europäischen Union (EU) im Rahmen der Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG erarbeitet wurde, sieht vor, den Anteil der EE am gesamten Brutto-Endenergieverbrauch in Österreich von 24,4 % im Jahr 2005 auf 34 % im Jahr 2020 anzuheben (im Bereich Elektrizität: 70,6 %). Die Förderung von Wind-, Wasser-, Photovoltaik- und Biomassekraftwerken in Form von fixierten Einspeisetarifen und garantierter Abnahme von erzeugtem Grünstrom sollte dazu dienen, diese Ziele zu erreichen.

Tatsächlich wurde der NAP von der Realität zum Teil deutlich überholt. Als Reaktion darauf sehen die Vorgaben im Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) zusätzliche Kapazitäten vor: So sollen im Zeitraum von 2010 bis 2020 zusätzliche 2.000 MW für Windenergie und 1.200 MWp für Photovoltaik (PV) geschaffen werden. In absoluten Zahlen entspricht das einer Zielkapazität von rund 3.100 MW Wind (zum Vergleich der NAP: 2.578 MW) und 1.600 MWp PV (NAP: 322 MWp).

Ein weiteres in diesem Gesetz genanntes Ziel ist ein Gesamtstromanteil von 15 % im Jahr 2015 (gemessen an der Abgabemenge an Endverbraucher), der in Anlagen mit Kontrahierungspflicht durch die Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) und in Anlagen mit Anspruch auf Investitionszuschuss erzeugt wird. Mit einem Anteil von über 16 % wurde auch dieses Ziel bereits übertroffen.

Anlässlich der **UN-Klimakonferenz in Paris 2015** verkündete die Regierung das Ziel, bis zum Jahr 2030 Strom ausschließlich aus EE-Quellen zu erzeugen und bis zum Jahr 2050 auf fossile Energie weitestgehend zu verzichten.

Windenergie konnte auch im Jahr 2016 Zuwächse verzeichnen. Nach einem Ausbau der installierten Leistung um 411 MW im Jahr 2014 und 319 MW im Jahr 2015 gingen 2016 jedoch nur 228 MW ans Netz. Insgesamt war damit Ende 2016 eine Kapazität von 2.632 MW installiert, der Großteil davon im Flachland im Osten des Landes.

Das Problem der Warteliste mit an und für sich sofort umsetzbaren Projekten, die aber noch keinen Einspeisevertrag von der OeMAG erhalten haben, ist noch immer ungelöst. In Fachkreisen spricht man hier von fertig entwickelten Projekten mit 260 Turbinen und rund 850 MW Leistung, die der Umsetzung harren. Die WindEurope¹ rechnet für 2020 mit Installationen im Bereich von 3.400 MW und für das Jahr 2030 mit 5.800 MW.

Zum Zeitpunkt der Festlegung der NAP-Ziele für **Photovoltaik (PV)** war diese Technologie durch hohe Investitionskosten und geringe Erfahrungswerte über mögliche Leistungsverluste (Degradation) im Laufe des Betriebs gekennzeichnet. So sind die in vielen Ländern extrem bescheiden anmutenden Zielsetzungen zu erklären. Der NAP für Österreich sah dementsprechend nur eine installierte Kapazität von 322 MWp für 2020 vor. Dieser Wert wurde bereits im Jahr 2012 überschritten, mittlerweile sind knapp 1.100 MWp am Netz.

Zu beachten ist, dass derzeit nur etwa die Hälfte der installierten Anlagen einen Fördertarif von der OeMAG erhalten. Die restlichen Anlagen erhielten entweder eine KLI.EN-Investitionsförderung oder erzeugen Strom überhaupt ohne Förderung.

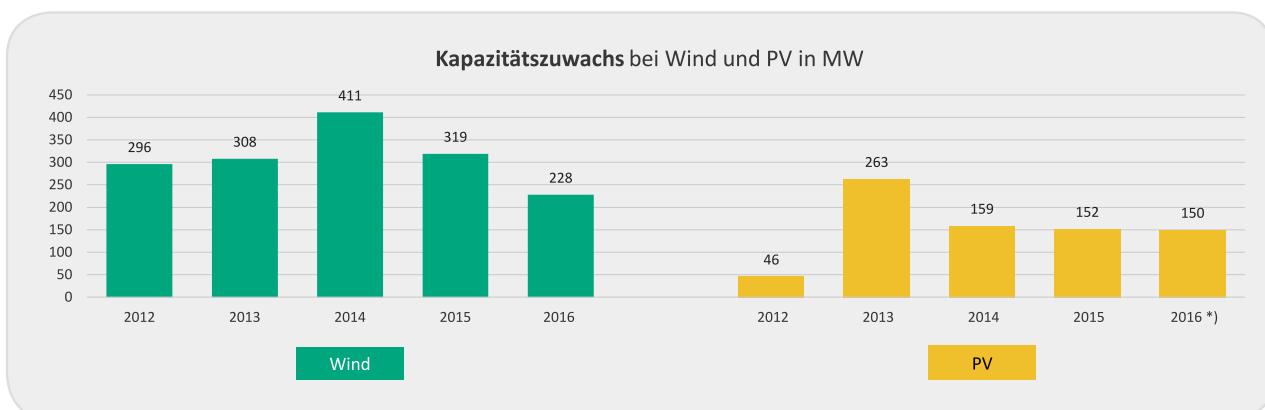
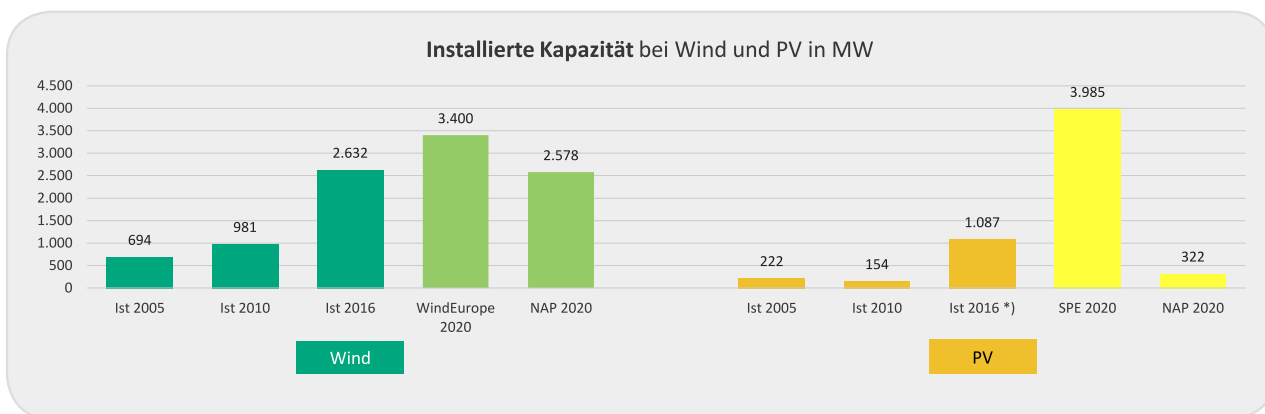
Der Zubau im Bereich PV betrug im Jahr 2016 rund 150 MWp, fast ausschließlich in Form von gebäudeintegrierten bzw. Aufdach-Anlagen. Die Solar Power Europe (SPE)² sieht für das Jahr 2020 ein Potenzial von 3.985 MWp.

Gesetzliche Regelungen zum **Netzanschluss** finden sich im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010). Allgemein gilt, dass der Netzbetreiber verpflichtet ist, Stromerzeugern den Netzzugang zu nicht diskriminierenden Bedingungen zu gewähren; bei Netzengpässen ist Grünstrom mit Priorität zu behandeln. Details sind häufig in der Kompetenz der Bundesländer. Die Kosten für den Netzanschluss sind einzelvertraglich geregelt und können laut Fachkreisen bis zu EUR 130.000/MW Anschlussleistung betragen. Durch dieses Gesetz wird auch seit einer Novelle 2013 dem Einsatz intelligenter Messgeräte der Weg bereitet.

1 Die WindEurope (früher: EWEA) ist eine übernationale Interessenvertretung der Windkraft-Branche in Europa.

2 Die Solar Power Europe (abgekürzt: SPE) war früher als EPIA bekannt, vertritt die Interessen der Solarbranche in Europa und ist sozusagen das Pendant zur WindEurope.

Für die beiden Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand bei Kapazität und Zubau (in MW):



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

TARIFSYSTEM

Das System der Förderung von EE ist vor allem im **Ökostromgesetz 2012** (Bundesgesetzblatt I Nr. 75/2011; kurz: **ÖSG 2012**) in der jeweils gültigen Fassung und darauf aufbauenden Verordnungen geregelt. Grundsätzlich wird die Erzeugung von Grünstrom mit je nach

Technologie unterschiedlichen Feed-in-Tarifen (FiT) gefördert, die jährlich – zumeist nach unten – angepasst werden. Für bestimmte Anlagen, vor allem im PV-Bereich, gibt es auch Investitionsförderungen.

Die Systematik des ÖSG 2012 sieht ein festgesetztes Fördervolumen für neue EE-Projekte vor. Da dieses Fördervolumen einerseits um EUR 1 Mio. pro Jahr sinkt, andererseits die fixen Fördertarife eine immer größere Differenz zu den stetig sinkenden Strompreisen am Markt aufweisen und zusätzlich die Kosten für Ausgleichsenergie deutlich gestiegen sind, können rein rechnerisch weniger EE-Projekte in den Genuss eines Fördertarifes aus dem fixen Fördertopf kommen. Als Folge davon wird die Warteliste der genehmigten Projekte ohne Fördervertrag mit der OeMAG immer länger und reicht bereits in die fiktiven Fördertöpfe der Jahre 2020 bis 2022. Die im Gesetz vorgesehene Drei-Jahres-Frist, nach deren Ablauf der Förderantrag verfällt, wurde durch die »kleine Ökostromnovelle 2017« zwar auf vier Jahre verlängert; dennoch werden viele fertig entwickelte Projekte entweder den Genehmigungsprozess neu durchlaufen müssen oder können wohl nie realisiert werden.

Der **Fördertopf für das Jahr 2017** – das sogenannte zusätzlich jährlich zustehende Unterstützungsvolumen – für neuerrichtete EE-Anlagen beträgt EUR 45 Mio.: EUR 11,5 Mio. für Windkraft, EUR 8 Mio. für PV, EUR 1,5 Mio. für Kleinwasserkraft und EUR 10 Mio. für Biomasse. Der jährlich um eine Million Euro sinkende Resttopf ist 2017 mit EUR 14 Mio. dotiert und ist zusätzlich für Windkraft, Wasserkraft und PV/Netzparität abrufbar. Die OeMAG ist verpflichtet, das jeweils noch zur Verfügung stehende Unterstützungsvolumen differenziert nach Anlagenkategorien laufend (tagesaktuell) zu veröffentlichen.

Die Aufbringung der Fördermittel erfolgt vor allem über die Einhebung einer Ökostrompauschale (abhängig von der Netzebene) und eines Ökostromförderbeitrags von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern.

Diese Beiträge werden gemeinsam mit den Netzgebühren eingehoben und liegen 2017 für einen österreichischen Durchschnittshaushalt in der Größenordnung von EUR 100 bis EUR 120 (brutto) – eine leichte Erhöhung gegenüber 2015. Da derzeit die ersten geförderten Anlagen, sogenannte Altanlagen, wegen Zeitablauf aus der Förderung herausfallen, sollte sich dieser Betrag auch bei steigendem Anteil der EE-Produktion nicht mehr wesentlich erhöhen.

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

Das **ÖSG 2012** legt für Strom aus EE-Quellen mit Anerkennungsbescheid der jeweiligen Landesregierung eine Abnahmepflicht durch die Netzbetreiber fest und zwar entweder zu den Tarifen, die in der **Ökostromverordnung** festgesetzt sind, oder – wenn kein Fördertarif vorliegt – zum Marktpreis, der vom österreichischen Regulator E-Control³ ermittelt wird.

3 Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (der Energie-Regulator für Österreich).

Einen FiT gibt es 2017 unverändert nur für Windkraft (ohne Kapazitätsbeschränkung) und für PV mit einer Kapazität von 5 bis 200 kWp; allerdings nur für Aufdach- und gebäudeintegrierte Anlagen. Für letztere kann **zusätzlich** ein Investitionszuschuss nach ÖSG 2012 in der Höhe von 40% der Investition beantragt werden, maximal jedoch EUR 375/kWp.⁴

Für kleine PV-Anlagen (bis 5 kWp) gibt es auch im Jahr 2017 die Investitionsförderung aus Mitteln des Klima- und Energiefonds (KLI.EN) in der Höhe von EUR 275/kWp für Aufdach-Anlagen und EUR 375/kWp für gebäudeintegrierte Anlagen. Diese, auch nach dem first-come-first-serve-Prinzip vergebenen Investitionsförderungen, sind nicht mit anderen Landes- oder Bundesförderungen kombinierbar.

Weiters gibt es Sonderregelungen für die Landwirtschaft (hier können Anlagen bis zu 30 kWp einen Investitionszuschuss von bis zu 40% bekommen; die Anlage muss bestimmte Auswahlkriterien erfüllen, unter anderem werden Projekte mit Stromspeicher bevorzugt) und – über den Klima- und Energiefonds – für öffentliche und gemeinnützige Gebäude in sogenannten Klima-Modellregionen. Im Einzelfall ist auch noch zu prüfen, ob es spezifische, vom jeweiligen Bundesland finanzierte Förderungen gibt.

Die Abwicklung der Förderverträge erfolgt über die OeMAG nach dem first-come-first-serve-Prinzip. Die OeMAG ist zum Abschluss von Förderverträgen verpflichtet, solange die gesetzlich vorgesehenen jährlichen Fördermittel (»Fördertöpfe«) für neue Anlagen ausreichen. Keine Kontrahierungspflicht nach dem ÖSG besteht nur für PV-Anlagen mit weniger als 5 kWp und bestimmten Anlagen mit anderen Technologien als Windkraft und PV.

Förderanträge können **ausschließlich elektronisch** über die Homepage der OeMAG eingebracht werden. Die entsprechende Funktion wird jeweils in den ersten Jänner-Tagen aktiviert; im Jahr 2017 war das der 9. Jänner. Der Antrag erfolgt in zwei Schritten: Zuerst löst der Antragsteller ein »Ticket«, danach wird der Förderantrag vervollständigt. Frühestens 18 Stunden nach der Ziehung des Tickets kann im zweiten Schritt der Förderantrag vervollständigt werden (»Login mit Ticket«). Für diesen zweiten Schritt ist ein Zeitraum von 168 Stunden (7 Tage) vorgesehen. Obwohl der Einsatz von automatisierten Eingabesystemen verboten ist, waren – wie schon in den Vorjahren – innerhalb kürzester Zeit alle Tickets zur Ausschöpfung des Fördertopfs für 2017 vergeben.

An dem Verfahren können nur Anlagen teilnehmen, die bereits über eine gültige Zählpunktbezeichnung des jeweiligen Netzbetreibers, einen Anerkennungsbescheid der zuständigen Landesregierung und andere erforderliche erstinstanzliche Genehmigungen (wie einen Baubescheid) verfügen.

Laut **Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012** (novelliert 2015) der E-Control sind von Stromproduzenten, die in das Stromnetz einspeisen, für Netzverluste und Systemdienstleistungen regional unterschiedlich hohe Entgelte an die Netzbetreiber zu bezahlen. Diese Verordnung führt zu erhöhten Kosten, wodurch die Gewinne deutlich reduziert werden können. Ebenso sind Kosten für Ausgleichsenergie ein erheblicher Kostenfaktor.

⁴ Dieser Investitionszuschuss ist nicht mit der Förderung nach KLI.EN für Anlagen unter 5 kWp zu verwechseln.

Für im Jahr 2017 bei der OeMAG beantragte EE-Projekte gelten laut der am 16. Dezember 2016 verlautbarten Änderung der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 folgende Tarife, sofern die Fördertöpfe noch nicht ausgeschöpft sind und binnen 36 Monaten nach Vertragsabschluss die Inbetriebnahme abgeschlossen ist:



Im Bereich **Windkraftanlagen** beträgt der neue Tarif für 2017 unabhängig von der Größe der Anlage 8,95 Euro-Cent/kWh.



Die Einspeisetarife für **Photovoltaik (PV)** im Jahr 2017 wurden mit 7,91 Euro-Cent/kWh festgelegt (2016 waren es noch 8,24 Euro-Cent/kWh). Der Tarif gilt unverändert nur für gebäudeintegrierte und Aufdach-Anlagen im Kapazitätsbereich von 5 kWp bis 200 kWp pro Anlage. Für PV-Anlagen auf Freiflächen gibt es seit dem Jahr 2015 keinen Fördertarif mehr.

Für 2017 gelten daher folgende Tarife für Grünstrom:

Ressource:	Tarif 2017 (Euro-Cent/kWh)
WIND	
generell (größenunabhängig)	8,95
PHOTOVOLTAIK	
Aufdach-Anlagen oder gebäudeintegriert	7,91
zw. 5 und max. 200 kWp	



EINSCHÄTZUNG

Bisher konnten sich EE auf der Basis der relevanten Gesetze relativ gut entwickeln. Das beschriebene Fördersystem hat jedoch auch dazu geführt, dass sich eine aus heutiger Sicht unauflösbare **Warteschlange an fertig entwickelten Windprojekten** gebildet hat, deren Chancen auf Realisierung von Tag zu Tag schwinden. Die Branche verlangt hier vor allem Rechtssicherheit, ihre Projekte umsetzen zu können (diese ist heute erst mit der Tarifzuteilung gegeben), ein Sonderkontingent zur Abarbeitung der Projektpipeline und die Verlängerung der Frist, nach der ein Förderantrag verfällt, auf fünf Jahre. Dabei ist zu bemerken, dass bei langen Fristen die Gefahr besteht, am Ende die Genehmigung für ein technisch bereits veraltetes Projekt zu bekommen.

Auch der Bereich **Photovoltaik (PV) kann nicht ausreichend bedient werden**, wie die regelmäßig schnelle Ausschöpfung der Fördertöpfe zeigt. Das Wirtschaftsministerium arbeitet an einer Novellierung des ElWOG 2010, um zukünftig PV in Gebäuden mit mehreren Nutzern (gemeinschaftliche Erzeugungsanlage mit vertraglicher Aufteilung der Einspeisemengen, allerdings ohne Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz) zu ermöglichen.⁵ Zusätzlich behindert die **föderalistische Struktur** in Österreich mit ihrer Vielzahl von unterschiedlichen Regelungen in den Bereichen Bauordnung, Landschaftsschutz, Netzanschluss, Kostentragung sowie spezifischen Landesförderungen in vielen Bereichen den weiteren Ausbau von Erneuerbare Energien.

Betreiber von **Altanlagen**, die zeitablaufbedingt aus der Förderung fallen, sind mit einem massiven Rentabilitätsproblem konfrontiert, da bei Marktpreisen um die 3,00 Euro-Cent/kWh die oben erwähnten Kosten für Netzverluste und Systemdienstleistungen, die bis zu 1,50 Euro-Cent/kWh betragen können, und die Betriebskosten nicht mehr gedeckt sind.

Um die Ziele, die anlässlich der Pariser Weltklimakonferenz konkretisiert wurden, auch zu erreichen, werden in Österreich weitere Schritte gesetzt werden müssen. Der Übergang zu einem Auktionsverfahren, das in vielen europäischen Ländern diskutiert oder – wie in Deutschland und Polen – bereits umgesetzt ist, war in den bisherigen Vorlagen zur Novelle des ÖSG 2012 nicht enthalten. Hier wird noch Bewegung nötig sein, um das Potenzial von EE voll ausschöpfen zu können.

Für den Investitionsstandort Österreich sprechen jedenfalls die hohe Rechtssicherheit, die gut ausgebaute Infrastruktur und das in der Branche vorhandene Know-how.

Rechtlicher Aspekt

Bis 22. Februar 2017 konnten ausgewählte Stellen, Institutionen, Interessenvertretungen und Behörden zum Entwurf der »kleinen Ökostromnovelle« Stellung nehmen.

Insgesamt würden die geplanten Änderungen das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012), das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010), das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) und das Energie-Control-Gesetz (E-ControlG) betreffen. Gänzlich neu wäre das KWK-Punkte-Gesetz (KPG) und das Bundesgesetz, mit dem die Technologieabfindung für Biogasanlagen (Biogas-Technologieabfindungsgesetz 2017 – BTAG 2017) geregelt wird. Dieses Paket kann durchaus als Bekenntnis zu EE verstanden werden.

⁵ Das scheint jetzt im Rahmen der sog. »kleinen Ökostromnovelle 2017« umgesetzt zu werden.

Gastkommentar



Dr. Bartolomäus Khevenhüller-Metsch
ist geschäftsführender Gesellschafter
bei der Gugelwind GesmbH

Windkraft – eine kostenlose Energiequelle direkt vor unserer Haustür

*Bartolomäus Khevenhüller, Betreiber von Onshore-Windkraftanlagen in Österreich,
über das Potenzial von Windkraft*

Wo sehen Sie die Vor- und Nachteile der (Onshore-)Windkraft im Vergleich zu anderen Erneuerbaren Energie-Technologien?

Windkraft zeichnet sich durch große Energiemengen und Beständigkeit aus – Wind ist sauber, kostenlos und unerschöpflich. Hierzulande herrschen hervorragende Windverhältnisse, bei stabilen Bedingungen (Umfeld, Einspeisetarif) sind gute Planungs- und Entwicklungsmöglichkeiten sowie Erträge prognostizierbar. Und wenn die Anlagen ihren Lebenszyklus beendet haben, können sie rasch und verträglich abgebaut und die Teile wiederverwertet werden.

In Österreich gibt es enormes Potenzial für Windkraft – zurzeit werden 8,7% des Strombedarfs über Windkraft gedeckt, bis zum Jahr 2020 könnten das 13,5% und bis 2030 bereits 24% sein. Dazu benötigt es jedoch dringend ein neues Ökostromgesetz, um stabile Rahmenbedingungen zu schaffen. Weitere Herausforderungen liegen in den Verhandlungen mit lokalen Behörden und Grundeigentümern, die im Zuge von Windkraftprojekten zu führen sind, das oft lang andauernde Genehmigungsverfahren sowie das Planungs- und Entwicklungsrisiko. Um die Akzeptanz von Windkraftanlagen im Landschaftsbild zu steigern, sind offene Ohren und Lösungsbereitschaft für Anliegen der Bevölkerung nötig.

Welche konkrete Erfahrung haben Sie bis jetzt mit Windkraftprojekten gesammelt?

Die Langfristigkeit von Windkraftprojekten erfordert ein wachsames Auge auf die Planung und das Projektmanagement, kommunikative Fähigkeiten und Geduld für die Verhandlungen mit Behörden und Grundeigentümern, und man darf sich auch als Bauherr nicht vor Mitarbeit scheuen. Wenn man das alles schafft, dann können Windkraftprojekte sehr gut laufen. Wie? Nun, durch intensive Zusammenarbeit mit guten Beratern können die gestellten Herausforderungen im Lebenszyklus einer Windkraftanlage – von Genehmigung, Behördengängen, Errichtung bis hin zur Betriebsführung – entsprechend koordiniert und gelöst werden.

Arbeiten Sie derzeit an der Entwicklung von konkreten Windkraftprojekten und in welchem Stadium befinden sich diese Projekte?

Zuletzt haben wir im Jahr 2016 gemeinsam mit der Kommunalkredit den Windpark Gugelberg im niederösterreichischen Weinviertel umgesetzt. Das Projekt umfasst drei Windkraftanlagen, die Gesamtinvestitionskosten belaufen sich auf rund EUR 17 Mio. Die finale Inbetriebnahme des Windparks ist noch im ersten Quartal 2017 geplant. Ein weiteres konkretes Projekt befindet sich im Bewilligungsverfahren.

Deutschland



Währung:	Euro (EUR)
Fläche:	357.108 km ²
Bevölkerung in Mio.:	82,8
BIP in EUR Mrd.:	3.210
BIP in EUR pro Kopf:	38.748
Reales BIP-Wachstum in %:	1,4
Inflationsrate (VPI) in %:	1,5
Öffentlicher Schuldenstand in % BIP:	65,9
Arbeitslosenrate in %:	4,5

Quelle: Prognose 2017, IMF 10/2016.

NATIONALE ZIELE

Entsprechend der Richtlinie 2009/28/EG hat sich Deutschland im Nationalen Aktionsplan (NAP) verpflichtet, den Anteil der Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoenergieverbrauch von 5,8% im Ausgangsjahr 2005 auf 18% im Jahr 2020 zu steigern. Im selben Dokument ist jedoch bereits angedeutet, dass es sich dabei um einen Mindestwert handelt, und das eigentliche Regierungsziel bei 19,6% liegt. Der Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) im Stromsektor soll im Jahr 2020 mindestens 35% (NAP) bzw. 38,6% (Regierungsziel) betragen. Ergänzend sind für die einzelnen Bundesländer eigene Energie- und Klimastrategien veröffentlicht, die verschiedene regionale Ziele (CO₂-Ziele, separate Anteilsziele von EE am Bruttoenergieverbrauch, Ausbauziele für einzelne Technologien etc.) festlegen.

Die sogenannte »**Energiewende**« bietet gemeinsam mit dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017), das am 1. Jänner 2017 in Kraft getreten ist, gute Voraussetzungen für den weiteren Ausbau von EE. So soll der beschleunigte Ausstieg aus der Kernkraft, der nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima beschlossen wurde, im Jahre 2022 mit der Abschaltung der drei jüngsten Anlagen Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 abgeschlossen sein. Im Jahr 2016 sorgten die Atommeiler jedoch noch für eine Nettostromproduktion von fast 80 TWh – das ist etwa genauso viel wie durch Windenergie erzeugt wurde.

Schon seit Jahren ist Deutschland der europäische EE-Markt mit der **größten installierten Kapazität** sowohl bei Wind als auch bei Photovoltaik (PV).

Der NAP sieht einen Ausbau der installierten Kapazität bei **Windkraft** bis 2020 auf 45.750 MW (davon 10.000 MW Offshore) vor. Ende 2016 waren jedoch bereits insgesamt 50.019 MW installiert, davon 4.108 MW Offshore. Der im Rahmen des EEG 2017 genannte jährliche Ausbaupfad von 2.800 MW Onshore bis 2019 und 2.900 MW ab 2020 lässt das seinerzeit definierte NAP-Ziel weit hinter sich. Im Offshore-Bereich wird das Ziel für 2020 laut EEG 2017 auf 6.500 MW zurückgenommen; für das Jahr 2030 wird ein Ausbau auf 15.000 MW angestrebt.

Tatsächlich wurde auch 2016 kräftig in Windanlagen investiert. Der Netto-Zubau umfasste insgesamt 1.288 Turbinen (1.624 Neuerrichtungen, davon 238 im Rahmen von Repowering; 336 Anlagen wurden 2016 abgebaut). Offshore wurden 155 Turbinen ans Netz angeschlossen.

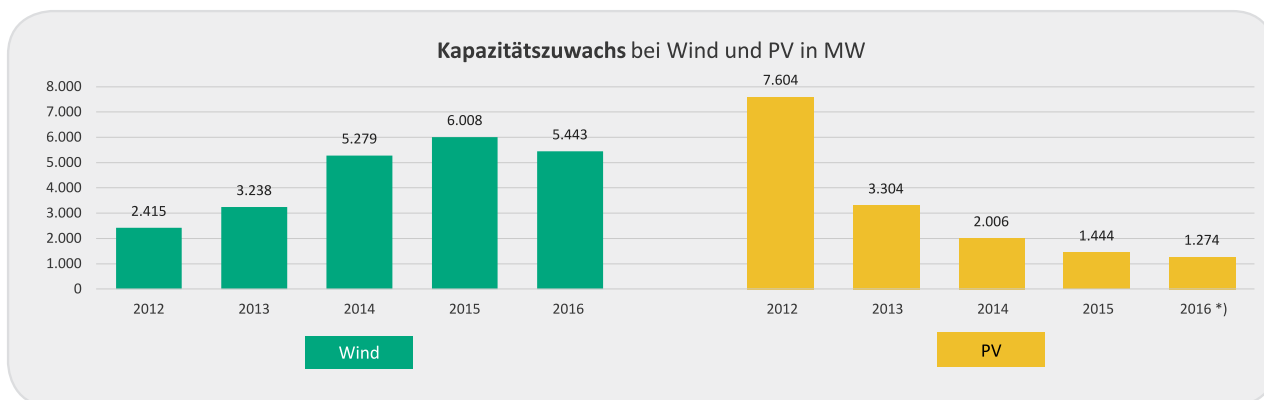
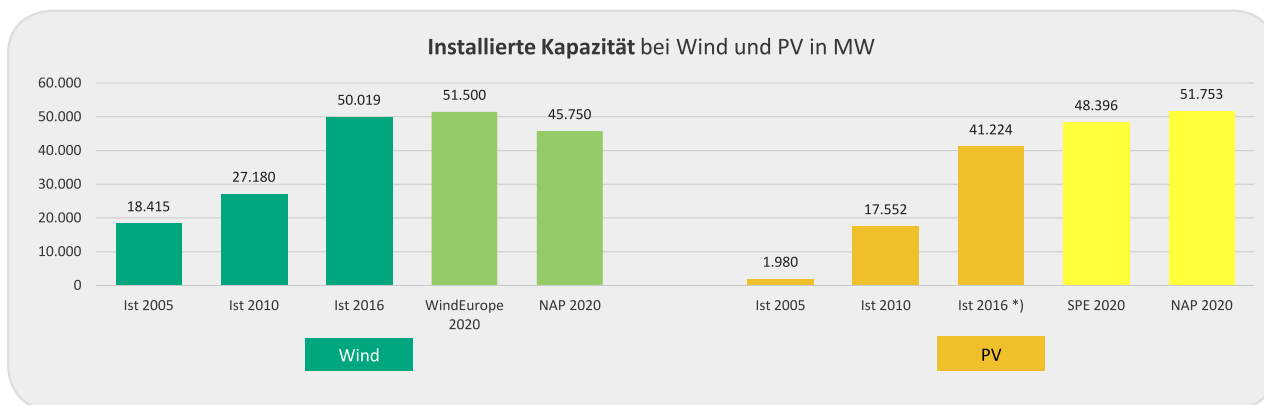
Schätzungen der WindEurope gehen für Deutschland im Jahr 2020 von 51.500 MW aus (davon 6.500 MW Offshore), für 2030 wird die installierte Kapazität gar mit 80.000 MW (davon 17.500 MW Offshore) prognostiziert.

Die Kapazität bei **Photovoltaik (PV)** soll bis Ende 2020 auf 51.753 MWp gesteigert werden. Deutschland hat sich damit bei weitem das ehrgeizigste Ziel innerhalb der in dieser Studie betrachteten Länder gesetzt. Da Ende 2016 rund 41.224 MWp am Netz waren, müssten pro Jahr rund 2.725 MWp netto zusätzlich errichtet werden. Tatsächlich lag der Zubau 2016 mit rund 1.274 MWp deutlich unter diesem Ziel und auch unter dem Wert von 2015 (1.444 MWp); im neuen Gesetz ist ein jährlicher Ausbaupfad von 2.500 MWp als Ziel genannt.

Die Solar Power Europe (SPE) schätzt das Potenzial für 2020 mit 48.396 MWp etwas niedriger als das NAP-Ziel ein.



Für die beiden Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand bei Kapazität und Zubau (in MW):



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

TARIFSYSTEM

Die Stromerzeugung aus EE wird in Deutschland seit Mitte der 1990er Jahre auf der Grundlage des EEG gefördert. Dieses Gesetz regelt, gemeinsam mit dem Windenergie-auf-See-Gesetz und anderen begleitenden Bestimmungen, die Förderung von EE, die Ausbauziele, Verfahren und Kosten. Das EEG wurde mehrfach novelliert und ergänzt. Wesentlich waren hier die Anpassungen in den Jahren Jahr 2012 (durch die sogenannte PV-Novelle, die unter anderem den

Zubaukorridor, den atmenden Deckel und regelmäßige Tarifabsenkungen brachte) und 2014 (stufenweise Direktvermarktungspflicht, Design des Ausschreibungsmodells, zunächst für PV). Das **EEG 2017** bringt nun den vorbereiteten Paradigmenwechsel: Die Vergütungshöhe des Grünstroms wird für größere Anlagen seit dem 1. Januar 2017 nicht wie bisher gesetzlich festgelegt, sondern durch Ausschreibungen am Markt ermittelt. Auch Deutschland vollzieht somit die Ablöse von Feed-in-Tariff (FiT)- und Marktprämien-Systemen hin zu Auktionsverfahren.

Das Tarifsystem kennt nunmehr im Bereich Wind und PV grundsätzlich drei Klassen von geförderten EE-Anlagen:

- Anlagen bis zu einer Leistung von 100 kW, die wie bisher einen festen **Einspeisetarif (FiT)** in Anspruch nehmen können. Die technische und kaufmännische Abwicklung wird dabei zur Gänze vom Netzbetreiber übernommen.
- Anlagen bis zu einer Leistung von 750 kW, die der Direktvermarktungspflicht unterliegen und dafür eine **gesetzlich festgelegte Marktprämie** lukrieren können.
- Anlagen mit einer Leistung von über 750 kW, deren **Marktprämie wettbewerblich** bestimmt wird, nämlich zwingend über eine erfolgreiche Auktionsteilnahme.

Die Marktprämie – egal ob gesetzlich oder wettbewerblich bestimmt – erhält der Erzeuger des Grünstroms, muss sich aber um die Vermarktung (das heißt den kaufmännischen Teil) selbst kümmern. In den meisten Fällen wird der Strom über einen Direktvermarkter an einer Strombörse, zum Beispiel am Spotmarkt der EEX¹, vermarktet. Alle Anlagen, die eine Marktprämie in Anspruch nehmen, müssen fernsteuerbar sein, das heißt, dass der vom Energieproduzent beauftragte Direktvermarkter jederzeit die Ist-Einspeisung ablesen und (gegebenenfalls) die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann.

Die tatsächliche Höhe der Marktprämie errechnet sich nach der Formel

**Marktprämie =
EEG-Vergütung – Referenzmarktwert**

Für Anlagen unter 750 kW ist der anzulegende Wert im Gesetz geregelt und unterliegt einer regelmäßigen Degression. Im Jänner 2017 betrug dieser Wert für Onshore-Wind 8,38 Euro-Cent, für PV je nach Kapazität zwischen 8,91 Euro-Cent/kWh und 12,70 Euro-Cent/kWh. Für größere Anlagen (> 750 kW) wird der anzulegende Wert durch Auktion ermittelt (siehe weiter unten).

Die Degression ist kompliziert formuliert; bei Windenergie verringert sich der anzulegende Wert zum 1. März, 1. April, 1. Mai, 1. Juni, 1. Juli und 1. August 2017 für die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen um 1,05% gegenüber dem in dem jeweils vorangegangenen Kalendermonat geltenden anzulegenden Wert. Danach verringert er sich zum 1. Oktober 2017, 1. Januar 2018, 1. April 2018, 1. Juli 2018 und 1. Oktober 2018 für die nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen um 0,4% gegenüber dem in dem jeweils vorangegangenen Kalendermonat geltenden anzulegenden Wert. Je nach tatsächlich realisiertem Zubau kann dieser Korrekturwert jedoch tatsächlich zwischen +0,4% (Tariferhöhung bei geringem Zubau) und -2,4% (stärkere Absenkung bei Überschreiten des Ausbaukorridors) liegen.

Für PV verringert sich der anzulegende Wert aufgrund schwächeren Zubaus frühestens ab dem 1. April 2017 monatlich zum ersten Kalendertag eines Monats um 0,5%. Dieser Korrekturwert kann jedoch in Abhängigkeit vom tatsächlichen Zubau zwischen -2,8% (monatliche Absenkung) und +3,0% (einmalige Erhöhung) liegen.

¹ Die European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig entstand im Jahr 2002 durch die Fusion der deutschen Strombörsen Frankfurt und Leipzig. Seitdem hat sie sich zu einem führenden Energiehandelsplatz in Europa entwickelt. An der EEX werden Kontrakte auf Strom, Kohle und Emissionsberechtigungen sowie Fracht- und Agrarprodukte gehandelt oder zum Clearing registriert.

Bei Erreichen einer Gesamtkapazität von 52 GWp fallen alle geförderten Tarife für PV weg (allerdings sieht das EEG 2017 vor, dass die Regierung rechtzeitig eine Ersatzregelung vorschlägt).

Der **Monatsmarktwert** wird als Monatsmittelwert aus den Daten der technologiespezifischen Spotmärkte errechnet.

In der Praxis bedeutet diese Berechnung, dass der Grünstromproduzent den anzulegenden Wert bekommt und Fluktuationen an den Märkten über die Marktprämie ausgeglichen werden. Zu diesem Basiserlös lassen sich, wie auch bisher, durch eine Flexibilisierung der Stromerzeugung und den Verkauf von Regelenergie Zusatzerlöse erwirtschaften.

Als **Übergangsregelung** sind Onshore-Windanlagen von der Auktionspflicht ausgenommen, die vor dem 1. Februar 2017 in das Anlagenregister² eingetragen wurden und vor dem 1. Jänner 2019 in Betrieb gehen. Eine freiwillige Auktionsteilnahme ist jedoch möglich.

Für den Offshore-Bereich, der durch wesentlich längere Planungszyklen gekennzeichnet ist, gilt diese Übergangsfrist bis zum Stichtag der Inbetriebnahme am 1. Jänner 2021.

Grundsätzlich gilt, dass der einmal festgesetzte Tarif (die Förderung) über einen **Zeitraum von 20 Kalenderjahren** (bei FiT und gesetzlich festgelegter Marktprämie; zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme) fix bleibt und keiner Indexierung unterliegt. Bei Windanlagen gibt es jedoch zu Beginn eine erhöhte Anfangsvergütung, deren Laufzeit vom Ertrag der Anlage abhängt, zumindest aber fünf Jahre gilt.

Der Vollständigkeit halber sei angemerkt, dass es dem Anlagenbetreiber freisteht, auf jede

Förderung zu verzichten und den Strom unabhängig selbst zu vermarkten (sonstige Direktvermarktung); diese Option wird jedoch in der Praxis selten wahrgenommen.

Im Jahr 2015 wurde mit den ersten **Pilot-Ausschreibungen** im Bereich PV begonnen, bis August 2016 konnte in fünf Ausschreibungsrunden für insgesamt 750 MWp geboten werden. Alle Auktionen waren deutlich überzeichnet; durchschnittlich kamen 29 Bieter zum Zug. Die Tarifhöhe sank von durchschnittlich 9,17 Euro-Cent/kWh in der ersten Auktion auf 7,25 Euro-Cent in der letzten (bei einem zulässigen Höchstwert von 11,09 Euro-Cent/kWh), ebenso ging die Zahl der aus formalen Gründen ausgeschiedenen Gebote von 37 auf neun zurück. Beide Entwicklungen werden von der Bundesnetzagentur³ als Beweis für die Funktionsfähigkeit des Modells angesehen.

Laut EEG 2017 sollen in den kommenden Jahren jeweils am 1. Februar, 1. Juni und 1. Oktober 200 MW ausgeschrieben werden. Das ist deutlich weniger als der im selben Gesetz genannte Ausbaupfad; die Differenz soll über Anlagen mit weniger als 750 kWp ausgeglichen werden. Im Jänner 2017 beträgt der Höchstwert, auf den bei der Auktion geboten werden kann, 8,91 Euro-Cent/kWh, unterliegt aber ab 1. Februar 2017 einer Wertanpassung, die von der Erreichung des Zubaupfades abhängt.

Für **Windenergie** gab es bisher keine Ausschreibung. Für 2017 ist folgender Fahrplan im Gesetz verankert: 800 MW kommen am 1. Mai zur Auktion, je 1.000 MW am 1. August und am 1. November. Für die folgenden Jahre werden im Februar, Mai, August und Oktober je 700 MW ausgeschrieben. Der Höchstwert, auf den geboten werden kann, beträgt 7,00 Euro-Cent/kWh, muss sich allerdings auf einen im EEG 2017 definierten Referenzstandort⁴ beziehen.

2 Siehe auch die folgende Fußnote zur Bundesnetzagentur.

3 Die Bundesnetzagentur ist die oberste deutsche Regulierungsbehörde, sie ist für den Wettbewerb auf den fünf Netzmärkten Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnverkehr verantwortlich und führt auch das Register, in dem alle EE-Anlagen verpflichtend eingetragen sind.

4 Der Referenzstandort ist laut Gesetz ein Standort, der durch eine Raleigh-Verteilung mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern über Grund und einem definierten Höhenprofil bestimmt wird.

Das bezuschlagte Gebot wird dann mit einem Gütefaktor, der sich auf die Qualität des Standorts bezieht und zwischen 1,29 (für eine Standortqualität von 60%) und 0,79 (für eine Standortqualität von 150%) liegt, multipliziert. Die Güte der Anlage wird alle fünf Jahre anhand des Standortertrags verifiziert; dadurch kann sich der zugesprochene Tarif auch während der Laufzeit von 20 Jahren ändern.

Ab 2018 wird der Höchstwert aus den tatsächlichen Auktionsergebnissen abgeleitet.

Die Bundesnetzagentur hat am 30. Januar 2017 den **Beginn der Ausschreibungen für Offshore-Windenergieanlagen** bekannt gegeben. Die erste Ausschreibung nach dem neuen »Windenergie-auf-See-Gesetz« umfasst ein Volumen von 1.550 MW und erfolgt zum 1. April 2017. Bezuschlagt werden die Projekte mit den niedrigsten Geboten. Die Obergrenze für die Vergütung von Offshore-Windstrom liegt bei 12,00 Euro-Cent/kWh.

Für **Bürgerenergieprojekte** im Windbereich (maximal sechs Anlagen mit insgesamt 18 MW) gibt es einfachere Genehmigungsverfahren; außerdem erhalten Bürgerenergieprojekte nicht den Wert ihres eigenen Gebots, sondern den Wert des höchsten noch bezuschlagten Gebots. Sie werden somit **finanziell besser gestellt**.

Die Bundesnetzagentur wird in den Jahren 2018 bis 2020 **gemeinsame Ausschreibungen** für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen durchführen; die Einzelheiten dazu werden noch in einer Rechtsverordnung näher bestimmt.

Für alle Ausschreibungen gilt, dass diese fünf bis acht Wochen vor dem Gebotstermin auf der Homepage der Bundesnetzagentur veröffentlicht werden müssen. In den Geboten müs-

sen genaue Angaben über den Gebotswerber, die Energieart, die Gebotsmenge (in kW), den Gebotswert (in Euro-Cent/kWh mit zwei Nachkommastellen), den genauen Standort sowie den Übertragungsnetzbetreiber gemacht werden. Jeder Bieter muss eine belastbare Sicherheit erlegen. Diese beträgt bei Wind-Onshore EUR 30/kW, Offshore EUR 200/kW und bei PV zunächst EUR 5/kW bei Abgabe des Angebots, weitere EUR 45/kW (bei bestimmten Freiflächenanlagen: EUR 20/kWh) nach Zuschlag.

Die Umlage, die Stromverbraucher für EE zahlen, beträgt 2017 bereits 6,88 Euro-Cent/kWh (nach 6,35 Euro-Cent im Jahr 2016).



Der anzulegende Wert für **Onshore-Windkraftwerke** beträgt ab 1. Jänner 2017 in den ersten fünf Jahren ab Inbetriebnahme 8,38 Euro-Cent/kWh. Die Fünfjahresfrist verlängert sich um einen Monat pro 0,36 % des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 130% des Referenzertrags unterschreitet. Zusätzlich verlängert sich die Frist um einen Monat pro 0,48 % des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 100% des Referenzertrags unterschreitet. Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage nach Maßgabe der Anlage 2 des EEG in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung. In der Praxis bedeutet das, dass die Anfangsvergütung häufig über rund 15 Jahre gilt. Anschließend kommt die Grundvergütung von 4,66 (bisher: 4,89) Euro-Cent/kWh zur Anwendung. Details zur Degression des Tarifs siehe weiter vorne.

Kleine Anlagen (bis 100 kW Leistung) können den FiT von 7,98 Euro-Cent/kWh in Anspruch nehmen. Für Offshore-Anlagen, die bereits zum 1. Jänner 2017 über eine Netzzusage verfügten und daher unter die Ausnahmeregelung fallen,

beträgt die Anfangsvergütung 15,40 Euro-Cent/kWh; diese wird nach zwölf Jahren durch die Grundvergütung von 3,90 Euro-Cent abgelöst. Im Einzelfall sind jedoch noch Sonderregelungen (abhängig vom Küstenabstand und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme) zu beachten.



Der anzulegende Wert für **Photovoltaik (PV)-Anlagen** liegt im ersten Quartal 2017 – nachdem zuletzt wegen der schwachen Zubauraten keine Degression anzuwenden war – unverändert je nach Kapazität für Aufdach- und gebäudeintegrierte

Anlagen zwischen 12,70 Euro-Cent/kWh (für Kleinanlagen bis 10 kWp) und 8,91 Euro-Cent/kWh für Freilandanlagen bis 750 kWp. Details zur möglichen Degression des Tarifs siehe weiter vorne.

Anlagen bis 100 kWp können den FiT in Anspruch nehmen, der jeweils um 0,40 Euro-Cent/kWh niedriger als der anzulegende Wert ist.

Für 2017 ergibt sich somit für Deutschland gemäß EEG folgende Tarifsituation für Grünstrom:

Ressource:	FiT 2017 (Euro-Cent/kWh)	Anzulegender Wert (Euro-Cent/kWh)
WIND		
Onshore bis 100 kW (FiT)	7,98	---
bis 750 kW bzw. Ausnahmeregelung (Anfangsvergütung)		8,38
anschließende Grundvergütung	4,26	4,66
über 750 kW	---	pay as bid
Offshore (Anfangsvergütung-Basismodell, Ausnahmeregelung)	---	15,40
anschließende Grundvergütung (pauschal)	---	3,90
ohne Ausnahmeregelung		pay as bid
PHOTOVOLTAIK		
Außen-/Aufdach-Anlagen bis zu 10 kWp	12,30	12,70
Außen-/Aufdach-Anlagen bis zu 40 kWp	11,96	12,36
Außen-/Aufdach-Anlagen bis zu 750 kWp	10,69 *	11,09
Freilandanlagen bis zu 750 kWp	---	8,91
Alle Anlagen > 750 kWp und < 10 MWp		pay as bid

* FiT nur bis 100 kWp

EINSCHÄTZUNG

Deutschland ist zweifellos das europäische Land mit der umfangreichsten Agenda in Hinblick auf die Energiewende und den Ausbau von EE. Klare gesetzliche Regelungen, hohe Rechtssicherheit, die Entwicklung einer eigenen Industrie rund um EE sowie der objektiv nachvollziehbare Kapazitätsausbau in der Vergangenheit lassen auch für die kommenden Jahre ein positives Umfeld für Investitionen in diesem Bereich erwarten. Neben dem bereits beschlossenen Atom-Ausstieg wird auch die durch den Klimagipfel von Paris befeuerte Diskussion über einen schnelleren Kohle-Ausstieg naturgemäß von den beteiligten Parteien mit unterschiedlichen Argumenten geführt.

Die **Windenergie**-Branche steht den Neuerungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) teilweise kritisch gegenüber. Die hohen Ausbauraten 2015/2016 werden vielerorts als Flucht nach vorne (vor der zwingenden Teilnahme an Auktionen) gesehen, ein Einbruch des Marktes nach Auslaufen der Ausnahmeregelungen mit 1. Jänner 2019 wird befürchtet.

Andere Stimmen sprechen von besseren Chancen für Anlagen an windschwachen Binnenstandorten, die bei einer Teilnahme an den Ausschreibungen von einer höheren mittleren Vergütung profitieren könnten, da sie im neuen Referenzertragsmodell mit hohen Korrekturfaktoren »belohnt« werden.

Die zuletzt mageren Zubauraten im Bereich **Photovoltaik (PV)** zeigen, dass ein enger Zusammenhang zwischen den ständig sinkenden Förderungen und der Investitionsbereitschaft in PV-Anlagen festzustellen ist. Das EEG 2017 bringt zwar Verbesserungen bei der EEG-Umlage für Eigenverbrauch, die Ausschreibungspflicht für größere Anlagen führt aber zweifellos zu einer Konzentration der Anbieter, die an einem solchen Verfahren überhaupt teilnehmen können.

Rechtlicher Aspekt

Die rechtlichen Rahmenbedingungen und die aktuelle Politik sorgen dafür, dass an den rechtlichen Maßnahmenpaketen auch weiterhin festgehalten wird.

Mit dem EEG 2017 wird nun der nächste Schritt versucht, um künftig noch fokussierter auf EE umzusteigen.



Belgien



Währung:	Euro (EUR)
Fläche:	30.528 km ²
Bevölkerung in Mio.:	11,5
BIP in EUR Mrd.:	433
BIP in EUR pro Kopf:	37.839
Reales BIP-Wachstum in %:	1,4
Inflationsrate (VPI) in %:	1,6
Öffentlicher Schuldenstand in % BIP:	105,0
Arbeitslosenrate in %:	8,3

Quelle: Prognose 2017, IMF 10/2016.

NATIONALE ZIELE

Die Energielandschaft in Belgien war lange durch Kernenergie geprägt. Die beiden Kernkraftwerke in Doel und Tihange mit einer gemeinsamen Kapazität von rund 5.900 MW sorgen zwar dafür, dass der Anteil des Atomstroms an der gesamten Stromproduktion im Jahr 2016 bei rund bei 37% lag, allerdings mit fallender Tendenz. Ein ehrgeiziger Regierungsplan sieht nämlich einen radikalen Umbau der Energieproduktion vor, der auf den Ausbau Erneuerbarer Energie (EE) setzt und den Ausstieg aus der Kernkraft bis 2025 zum Ziel hat. Der gegenüber der EU verbindliche Nationale Aktionsplan (NAP) ist hier vorsichtiger formuliert. Der Anteil der EE am gesamten Brutto-Endenergieverbrauch soll bis zum Jahr 2020 auf 13% steigen – allerdings ausgehend von einem extrem niedrigen Niveau von nur 2,2% im Ausgangsjahr 2005. Erreicht werden soll das vor allem mit dem Ausbau von Windenergie und Biomasse, mit Respektabstand gefolgt von Photovoltaik (PV). Wasserkraft spielt in dem flachen Land ohne zur Energiegewinnung geeignete Flüsse nur eine untergeordnete Rolle.

Eine Besonderheit, die dem raschen Ausbau der EE nicht gerade zuträglich ist, ist die **Teilung des Landes in drei Regionen** (Brüssel-Hauptstadt, Flandern und Wallonien), die über ähnlich aufgebaute, im Ergebnis aber sehr unterschiedliche Fördersysteme verfügen. Nur die Förderung von Offshore-Wind ist national geregelt.

Windenergie konnte sich in den letzten Jahren konstant weiterentwickeln, allerdings mit leicht sinkenden Zuwachsraten. Ende 2016 waren 2.386 MW am Netz, davon 712 MW Offshore. Im Bereich Offshore-Windkraft ist auch in Zukunft die größte Dynamik zu erwarten; Offshore-Projekte in der Nordsee über rund 1.600 MW sind in Bau oder in Planung. Der NAP sieht für das Jahr

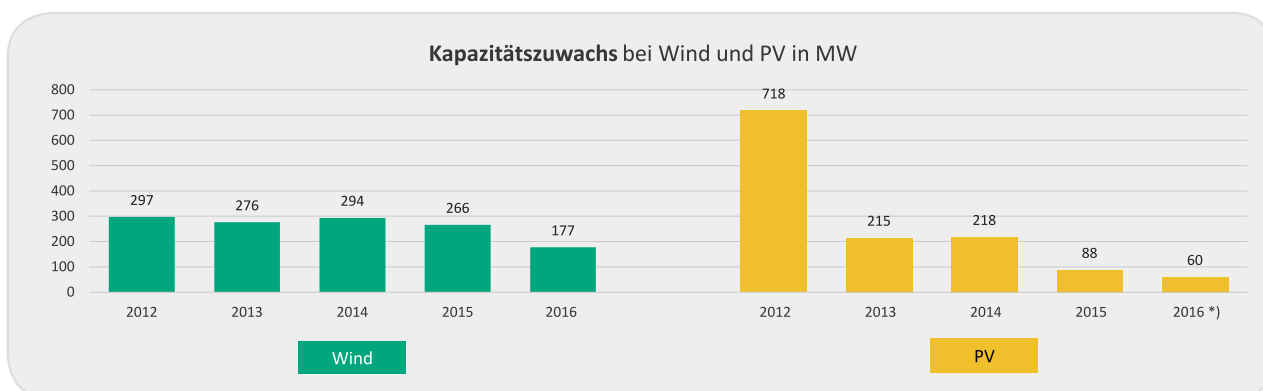
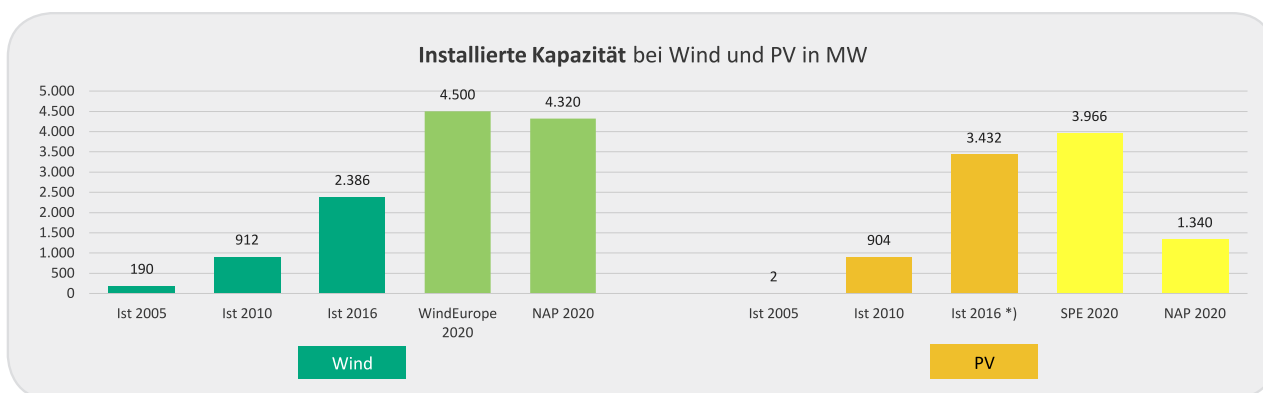
2020 eine Kapazität von insgesamt 4.320 MW vor, WindEurope sieht das Potenzial für 2020 ähnlich hoch bei 4.500 MW (davon 1.500 MW Offshore) und für 2030 bei 6.300 MW (davon 3.000 MW Offshore).

Wie auch in vielen anderen Ländern ist die Rolle von **Photovoltaik (PV)** im NAP sehr vorsichtig formuliert. Im Jahr 2020 sollten 1.340 MWp installiert sein. Mit hohen Zuwachsraten in den Jahren 2009 bis 2013 wurde der Plan deutlich übertroffen, und obwohl der Zuwachs seither eher gering war, beträgt Ende 2016 die vorhandene Kapazität rund 3.432 MWp. Die Dezentralisierung ist hoch,

rund 60% der Kapazität kommen aus privaten Hausanlagen (bis 10 kWp) bzw. kommerziellen Installationen (bis 250 kWp); große Freilandanlagen (> 1 MWp) fehlen praktisch zur Gänze. Die Solar Power Europe (SPE) nennt für das Jahr 2020 ein Potenzial von 3.966 MWp.

Auch der **Netzzugang** ist – außer für Offshore-Wind – regional geregelt. Generell kann gesagt werden, dass EE bevorzugt an das Netz angeschlossen werden, auch bei der Netznutzung genießt Strom aus EE Priorität im Engpassfall. Netzbetreiber sind allgemein verpflichtet, unabhängig von der Art der Energiequelle, das Netz im Bedarfsfall zu verstärken.

Für die beiden Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand bei Kapazität und Zubau (in MW):



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

TARIFSYSTEM

Das Tarifsysteem in Belgien fördert die Erzeugung von Strom aus EE-Quellen vor allem über ein Quotensystem mit Grünzertifikaten (GC), das in den drei Regionen Brüssel, Flandern und Wallonien jeweils der regionalen Gesetzgebung unterliegt und unterschiedlich ausgestaltet ist (siehe weiter unten). Für alle Regionen gilt, dass der Grünstromproduzent für Strom aus registrierten Anlagen eine festgelegte Anzahl an GC erhält, die an verschiedene Stellen verkauft werden können. Zusätzlich zum Erlös aus dem Verkauf von GC erhält der Grünstromproduzent den Marktpreis, der gerade am Strommarkt erzielt werden kann.

Nur der **Offshore**-Bereich ist **national geregelt**. Auch für Offshore-Anlagen gibt es GC, und zwar 1 GC/MWh. Eine staatliche Ankaufsgarantie sichert einen Mindestpreis von EUR 107/GC für die ersten 216 MW eines Offshore-Parks, und EUR 90/GC für darüber liegende Kapazitäten, und zwar über 20 Jahre. Tatsächlich werden von den Projektbetreibern aber auch höhere Preise verhandelt; für zwei Parks, die 2018 in Betrieb gehen sollen, wurden vom Ministerrat EUR 124 bzw. EUR 129,80/MWh genehmigt, allerdings nur für 19 Jahre.

In der Region **Brüssel** gibt es für genehmigte Anlagen grundsätzlich 1,8 GC/MWh,¹ dazu kommt noch ein technologieabhängiger Multiplikator, der für Wind 1 beträgt, für sehr kleine PV-Anlagen (bis 5 kWp) 1,65 und für größere Anlagen 1,32 (das bedeutet dann 2,4 GC/MWh). Die Grünstromquote für 2017 wurde mit 7,8% festgelegt. Im Jänner 2017 konnten GC aus Brüssel um rund EUR 82 gehandelt werden. Der Übertragungsnetzbetreiber ELIA ist verpflichtet, GC zum Preis von EUR 65 anzukaufen (Mindestpreisgarantie). Alternativ gibt es Förderungsmöglichkeiten für sehr kleine Anlagen (bis zu 5 kWp) in Form von »Net-Metering«² sowie Investitionszuschüsse zu PV-Anlagen (bis zu 40% der Investition für Kleinunternehmen).

Windenergie spielt in der Hauptstadt keine Rolle; es gibt nur eine Turbine zu Testzwecken.

In **Flandern** werden GC nach einem technologieabhängigen Schlüssel vergeben. Für PV gilt ein Kapazitätsrahmen von 10 bis max. 750 kWp, Wind wird nur bis zu einer Turbinenkapazität von 4 MW gefördert (für größere PV-Anlagen bzw. Windturbinen gibt es die Möglichkeit, per Einzelbescheid eine GC-Zuteilung zu erhalten). Die Quote (der Prozentsatz an grüner Energie, die die Netzbetreiber nachweisen müssen) lag 2016 bei 18% und soll in den nächsten beiden Jahren auf 19% bzw. 19,5% steigen, unterliegt jedoch einem komplizierten, gesetzlich geregelten Berechnungsmodus. Für GC gibt es einen gesetzlich festgelegten Mindestpreis von EUR 93/GC, den der Netzbetreiber garantiert; der tatsächlich am Markt erzielbare Preis liegt ziemlich genau bei diesem Wert.

Net-Metering gibt es hier für alle Technologien bis zu einer Anlagengröße von 10 kW. Abhängig vom erzielten Umwelteffekt gibt es für Unternehmen Investitionszuschüsse für PV-Anlagen (in diesem Fall können jedoch mit der geförderten Anlage keine GC generiert werden).

In **Wallonien** wird für Windparks grundsätzlich 1 GC/MWh für einen Zeitraum von 15 Jahren ausgegeben. GC für PV gibt es erst ab einer Leistung von 10 kWp, dann dafür aber größenabhängig zwischen 1,4 und 2 GC (diese Werte gelten für das zweite Halbjahr 2016; die aktuellen Werte für 2017 lagen zum Zeitpunkt der Drucklegung noch nicht vor), und zwar zehn Jahre lang. Für beide Technologien gibt es jeweils noch leistungsmäßige Zu- und Abschläge, die aufgrund von Berechnungen der Wallonischen Energiekommission (CWaPE) regelmäßig überprüft und daher erst im Einzelfall festzustellen sind. Die Quote für 2017 wurde mit 32,4% festgesetzt. Auch für wallonische GC gibt es eine Ankaufsgarantie zum Preis von EUR 65/GC durch den Netzbetreiber ELIA. Die tatsächlich erzielten Preise lagen im Jänner 2017 nur knapp darüber,

¹ Genau sind es 1,8181.

² »Net-Metering« bedeutet, dass der Anlagenbetreiber Überschuss-Strom in das Netz einspeisen kann, wobei der eingespeiste Strom gutgeschrieben und damit die eigene Stromrechnung vermindert wird. Voraussetzung ist regelmäßig der Einbau geeigneter, bidirektionaler Stromzähler.

nämlich bei rund EUR 66. Net-Metering ist hier ebenfalls für Anlagen bis zu 10kWp möglich. Kleinere Windanlagen (unter 1MW Leistung) können durch regionale Investitionszuschüsse gefördert werden.

Die **Kosten der Förderung** von EE werden über die Stromrechnung an den Endkunden weitergereicht.

Im Überblick ergibt sich nachfolgende, unübersichtliche Tarifsituation für neue Anlagen ab 1. Jänner 2017:

Ressource:				mögliche Gesamtvergütung *) in Euro-Cent/kWh
WIND				
Offshore	1 GC/MWh (nach Kapazität min. EUR 90 bis 107/MWh)			12,00 - 13,70
	Brüssel (Hauptstadt)	Flandern	Wallonien	
Onshore	1,8 GC/MWh	0,663 GC/MWh	1 GC/MWh	9,17 - 9,60
Laufzeit Wind (alle)	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	
PHOTOVOLTAIK				
bis 10 kWp	3,0 GC/MWh **)	---	---	---
10 bis 250 kWp	2,4 GC/MWh	0,430 GC/MWh	2,0 GC/MWh	7,00 - 16,20
250 bis 500 kWp	2,4 GC/MWh	0,438 GC/MWh	1,8 GC/MWh	7,07 - 14,88
500 bis 750 kWp	2,4 GC/MWh	0,438 GC/MWh	1,7 GC/MWh	7,07 - 14,22
750 bis 1.000 kWp	2,4 GC/MWh	---	1,6 GC/MWh	13,56
über 1.000 kWp	2,4 GC/MWh	---	1,4 GC/MWh	12,24
Laufzeit PV (alle)	10 Jahre	15 Jahre	10 Jahre	
Quote 2017	7,8 %	19,0 %	34,03 %	
Aktuell erzielbarer Preis/GC	ca. EUR 82	ca. EUR 93	ca. EUR 66	
Mindestpreis	EUR 65 ***)	EUR 93 ****)	EUR 65 ***)	
Pönale/nicht vorgelegtem GC	EUR 100	EUR 100	EUR 100	

* Rechnerische Gesamtvergütung bei einem angenommenen Stromgroßhandelspreis von 3,00 Euro-Cent/kWh und dem aktuell erzielbaren Preis/GC. Brüssel/Hauptstadt ist hier ausgenommen, weil die extrem hohen Einspeisepreise und die städtische, kleinteilige Anlagenstruktur den Vergleich verzerren.

** 3 GC gibt es in Brüssel nur bis 5 kWp.

*** Mindestpreis garantiert durch den Netzbetreiber ELIA.

**** Mindestpreis garantiert durch den jeweiligen flämischen Netzbetreiber.

EINSCHÄTZUNG

Auch die Energiebranche leidet am ausgeprägten Föderalismus in Belgien, der ja nicht nur eine politisch-regionale Dimension hat, sondern durch die verschiedenen Sprachen auch eine echte Landesteilung mit sich bringt. Da möglichst viele Agenden auf regionaler Ebene abgewickelt werden, bleiben für den Zentralstaat wenige Kompetenzen übrig. Eine nationale Energiestrategie wird vielfach eingefordert, aber schon der erst kurz vor der Pariser Klimakonferenz beigelegte Streit um die Aufteilung der Lasten, die die Erreichung des NAP mitbringt, zeigt, wie schwierig hier der Interessenausgleich ist.

Grundsätzlich haben sich EE unter dem GC-System recht gut entwickelt, bemerkenswert ist auch der hohe Anteil an Bürgerbeteiligungen für Wind an Land (rund 60.000 Bürger/innen haben an solchen Programmen teilgenommen), allerdings sind sowohl bei **Onshore-Wind** als auch bei **Photovoltaik (PV)** die Investitionen zuletzt spürbar zurückgegangen und zur Erreichung der NAP-Ziele ist noch ein weiter Weg zurückzulegen.

Große Pläne und entsprechende Investitionsmöglichkeiten gibt es jedoch im Offshore-Bereich. Die Projekte Rentel, Norther, Nobelwind, Seastar und Mermaid (alle in einem engen Bereich vor Zeebrugge) über insgesamt 1.600 MW sollen in den nächsten Jahren verwirklicht werden.

Rechtlicher Aspekt

Auf bundesstaatlicher Ebene wurden bereits mehrere gesetzliche Maßnahmen zur Entwicklung und Förderung von EE erlassen.

Zudem versucht Belgien auch durch finanzpolitische Maßnahmen die technische Entwicklung von EE zu fördern. Insgesamt wird durch die rechtlichen Rahmenbedingungen eine gute Ausgangslage geschaffen.



Finnland



Währung:	Euro (EUR)
Fläche:	338.432 km ²
Bevölkerung in Mio.:	5,53
BIP in EUR Mrd.:	220
BIP in EUR pro Kopf:	39.781
Reales BIP-Wachstum in %:	1,1
Inflationsrate (VPI) in %:	1,2
Öffentlicher Schuldenstand in % BIP:	65,3
Arbeitslosenrate in %:	8,9

Quelle: Prognose 2017, IMF 10/2016.

NATIONALE ZIELE

Die Energielandschaft Finnlands ist vor allem durch das extreme, nordische Klima geprägt. Finnland liegt größtenteils zwischen dem 60. und dem 70. Breitengrad und ein Viertel des Landes liegt nördlich des Polarkreises. Naturgemäß entfällt ein hoher Anteil des Gesamtenergieverbrauchs auf die Heizung von Wohn- und Industriegebäuden.

Finnland verfügt über reiche Holzvorkommen. Diese spielen sowohl bei der Energiegewinnung (Holz, Biomasse) als auch beim -verbrauch (in der energieintensiven Holz- und Papierindustrie) eine wichtige Rolle und sind zusammen mit gut ausgebauter Wasserkraft mitverantwortlich dafür, dass Erneuerbare Energien (EE) in Finnland mit rund 44 % schon seit Jahren den stärksten Anteil bei der Stromerzeugung haben, gefolgt von Atomkraft und Steinkohlekraftwerken.

Der Nationale Aktionsplan (NAP) für Finnland sieht vor, den Anteil des Brutto-Energieverbrauchs aus EE ausgehend von – sehr hohen – 28,5% im Jahr 2005 auf 38% im Jahr 2020 zu steigern. Dieses Ziel wurde jedoch bereits im Jahr 2014 erreicht und deshalb zwischenzeitlich auf 50 % angehoben. Im Rahmen der Nationalen Energie- und Klimastrategie wird das Ziel angegeben, bis zum Jahr 2050 eine CO₂-neutrale Gesellschaft zu sein. Die Energieerzeugung aus Steinkohle soll bis dahin zur Gänze durch andere Energieträger, vor allem Windkraft, ersetzt werden. Dafür stellt die Regierung bis 2018 insgesamt EUR 300 Mio. für EE, Cleantech und begleitende Maßnahmen zur Verfügung.

Der NAP sieht für **Windenergie** einen Ausbau von 80 MW (2005) auf 2.500 MW (davon Offshore: 600 MW) im Jahr 2020 vor. Die jährlichen Zuwachsraten haben sich zuletzt von 163 MW im

Jahr 2013 auf 570 MW im Jahr 2016 verbessert. Ende 2016 sind 552 Windkraftanlagen mit einer Gesamtkapazität von 1.539 MW in Betrieb (derzeit noch alle Onshore). Der erste kommerzielle Offshore-Windpark (Tahkoluoto, 40 MW am 61. nördlichen Breitengrad) ist in Bau und wird voraussichtlich 2018 in Betrieb gehen.

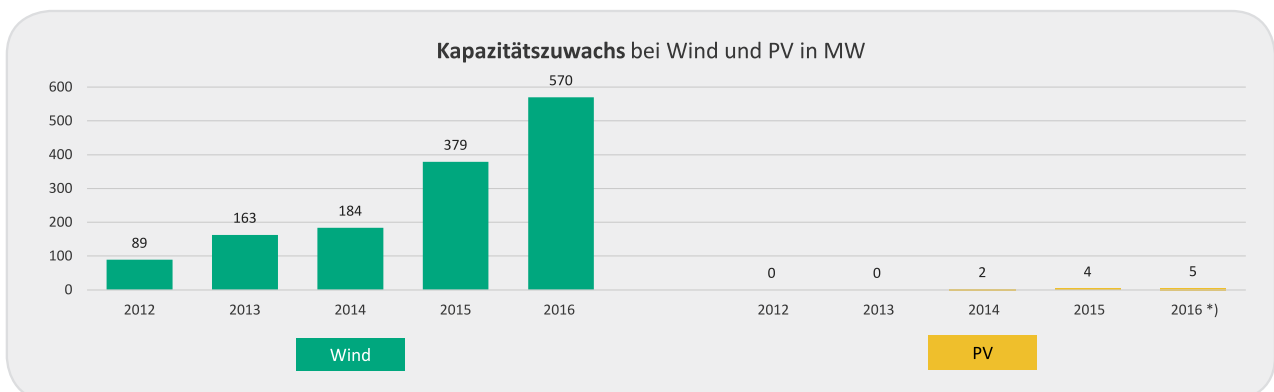
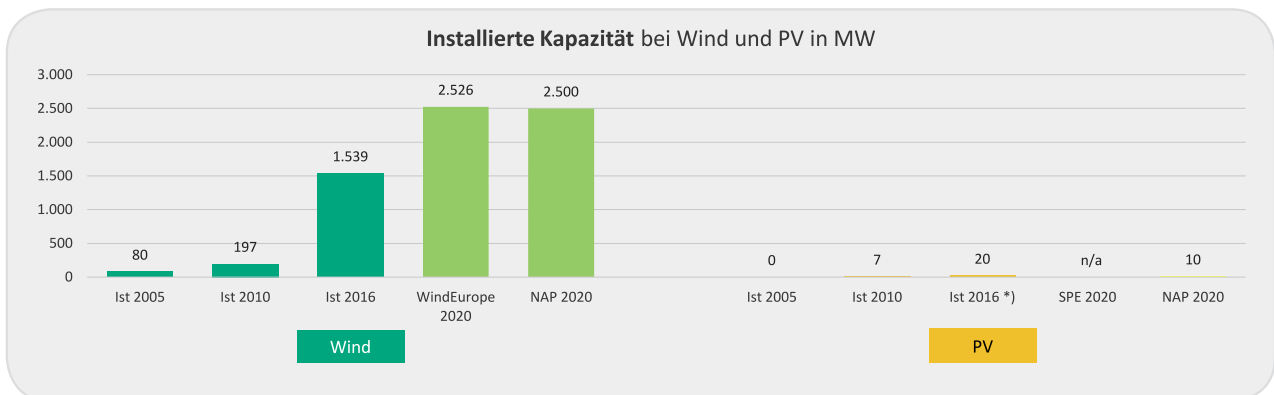
Die Potenzialeinschätzung der WindEurope liegt für 2020 bei 2.526 MW und für das Jahr 2030 bei 8.526 MW.

Aufgrund der geografischen und klimatischen Verhältnisse spielt **Photovoltaik (PV)** weder im

NAP noch in der Realität eine nennenswerte Rolle. Als Ziel für 2020 werden ganze 10 MWp genannt. Ende 2016 waren kleine Hausanlagen mit einer Kapazität von rund 20 MWp installiert, davon etwa die Hälfte mit Netzanschluss.

Netzbetreiber müssen Stromerzeugern auf nichtdiskriminierender Basis den **Netzzugang** ermöglichen und das Netz gegebenenfalls ausbauen. Es gibt jedoch keine Priorität von Grünstrom. Die Kosten des Anschlusses von Anlagen mit mehr als 2 MW Leistung sind vom Anlagenbetreiber zu tragen.

Für die beiden Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand bei Kapazität und Zubau (in MW):



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

TARIFSYSTEM

Das zum Zeitpunkt der Drucklegung noch gültige Tarifsysteem sieht eine Förderung von Windstrom durch einen **Premium-Tarif** vor; alternativ kann eine Investitionsförderung beantragt werden. Für Strom aus PV-Anlagen gibt es keinen Einspeisetarif; hier steht unter bestimmten Voraussetzungen allenfalls eine Investitionsförderung von bis zu 30% der gesamten Projektkosten zur Verfügung.

Der Premiumtarif für Windanlagen beträgt die Differenz zwischen einem vom Energieministerium fixierten Zielpreis und dem durchschnittlichen Marktpreis der letzten drei Monate. Sollte dieser Marktpreis jedoch unter EUR 30/MWh fallen, wird der Tarif nach der Formel

$$\text{Premiumtarif} = \text{Zielpreis} - \text{EUR 30}$$

gedeckt. Für Zeiträume mit negativen Strompreisen gibt es keine Förderung.

Der Premium-Tarif wird über einen Zeitraum von zwölf Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage gewährt.

Anders als in den meisten europäischen Ländern werden die **Kosten der Förderung** aus dem **allgemeinen Budget** bezahlt und nicht über eine Grünstromumlage an die Konsumenten übergewälzt.

Dieses Tarifsysteem gilt nur bis zu einer installierten Kapazität von 2.500 MW. Projekte, die nach diesem Tarifsysteem abgerechnet werden, müssen bis 1. November 2017 fertiggestellt sein; die bestehende Projektpipeline reicht jedenfalls aus, um das 2.500 MW-Kontingent zu erfüllen.

Neu geplante Anlagen müssen daher auf ein geplantes Auktionsmodell, wie es auch aus anderen europäischen Ländern bekannt ist, warten (mehr dazu weiter unten).



Aktuell ist der Zielpreis für **Windenergie** mit EUR 83,50/MWh festgelegt (bis Ende 2015 galt ein erhöhter Zielpreis von EUR 105,30).

Bei einem angenommenen Marktpreis von EUR 35/MWh ergibt sich somit ein Premium-Tarif von EUR 48,50/MWh. Sofern der Windstromerzeuger diesen Marktpreis erzielen kann, ist seine Gesamtvergütung genauso hoch wie der Zielpreis, nämlich 8,35 Euro-Cent/kWh.

Für 2017 ergibt sich somit für Finnland folgende einfache Tarifsituation für Grünstrom:

Ressource:	Marktpreis für Strom (geschätzt) (Euro-Cent/kWh)	Prämie 2017 (Euro-Cent/kWh)	Mögl. Gesamtvergütung 2017 (Euro-Cent/kWh)
WIND			
ab 500 kW	3,50	4,85	8,35
PHOTOVOLTAIK			
für alle Anlagen	---	---	---

EINSCHÄTZUNG

Die lange Küste mit streckenweise konstant hohen Windgeschwindigkeiten sowie die arktischen Klimaverhältnisse mit entsprechend starken Windströmungen in den nördlichen Teilen des Landes begünstigen den Ausbau von **Windenergieanlagen**, wenngleich die dort herrschenden tiefen Temperaturen auch erhöhte Anforderungen an Technik und Wartung der Anlagen stellen.

Laut Informationen des finnischen Windenergieverbandes sind aktuell neue Windkraftprojekte mit einer Gesamtkapazität von etwa 11.300 MW in Planung, davon 2.200 MW Offshore. Diese Projekte werden mit neuen Fördermechanismen realisiert werden müssen, die im Rahmen der finnischen Energie- und Klimastrategie skizziert sind.

So soll es für die Übergangsphase von 2018 bis 2020 ein auf Ausschreibungen basiertes, technologieunabhängiges Fördersystem für EE geben. Maximal 2 TWh werden in diesem Zeitraum ausgeschrieben. Eine Förderung kann nur für die kosteneffektivsten und wettbewerbsfähigsten Investitionen erteilt werden, denn das erklärte Ziel ist es, nach der erwähnten Übergangsphase die EE gänzlich in die Freiheit des Marktes zu entlassen.

Finland ist ein fortschrittliches, technikaffines Land. Das Stromnetz ist im europäischen Vergleich sehr »intelligent« und die erste Version von Smart Grid (Smart Grid 1.0) findet bereits Anwendung. Die mit intelligenten Netzen und Zählern einhergehende Flexibilisierung der Nachfrage unterstützt die dezentrale Stromproduktion durch lokale Wind- und Solaranlagen, da die Nachfrage stärker mit dem bestehenden Angebot korreliert.

Der Konsument in Finland kann die Art des bezogenen Stroms üblicherweise selbst wählen. So hat der Endverbraucher beim Abschluss eines Stromvertrages die Auswahl zwischen üblichem Strom oder Strom aus Windenergie sowie Stromverträgen mit einem Fixpreis oder einem wechselnden, sich am Börsenpreis orientierenden Strompreis.

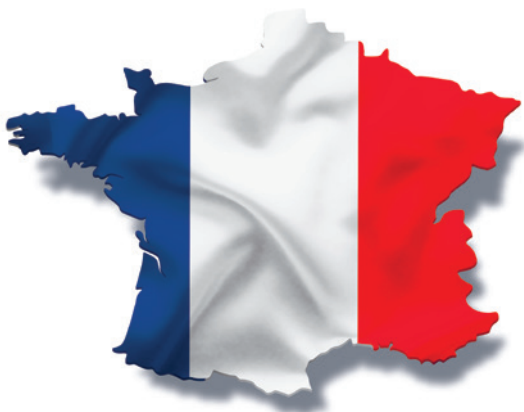
Insgesamt ist Finland mit einem stabilen Länderrating und sehr transparenten Strukturen ein attraktiver, aber auch kompetitiver Markt für Investitionen in Windenergie, während **Photovoltaik (PV)** wohl weiter eher ein Schattendasein führen wird.

Rechtlicher Aspekt

Schon in den vergangenen Jahren wurde die aktuelle Gesetzeslage im Bereich EE und im Energiebereich allgemein überprüft und teilweise schon überarbeitet. Ende des Jahres 2016 wurde nun ein neuer Plan zur nationalen Energie- und Klimasituation vorgestellt, der bis 2030 umgesetzt werden soll.

Ziel ist unter anderem eine marktangemessene Eingliederung von EE. Das geplante Abgehen vom aktuellen Premium-Tarif-System und viele weitere Änderungen werden spürbar, aber voraussichtlich kein Rückschritt sein.

Frankreich



Währung:	Euro (EUR)
Fläche:	643.801 km ²
Bevölkerung in Mio.:	64,9
BIP in EUR Mrd.:	2.279
BIP in EUR pro Kopf:	35.142
Reales BIP-Wachstum in %:	1,3
Inflationsrate (VPI) in %:	1,0
Öffentlicher Schuldenstand in % BIP:	97,8
Arbeitslosenrate in %:	9,6

Quelle: Prognose 2017, IMF 10/2016.

NATIONALE ZIELE

Frankreich ist eines der Länder mit dem höchsten Anteil von Atomkraft am Energiemix. Die aktuelle Energiestrategie der Regierung sieht eine massive Ausweitung der Erneuerbaren Energie (EE) vor, um bis zum Jahr 2025 von den derzeit 58 Reaktoren (in 19 Kernkraftwerken) 24 abschalten zu können. Im Nationalen Aktionsplan (NAP) ist festgeschrieben, den Anteil des Brutto-Energieverbrauchs aus EE von 9,6% im Jahr 2005 auf 23% im Jahr 2020 anzuheben; der Anteil der EE bei der Stromerzeugung soll bei 27% liegen. Erreicht werden sollte das bei stagnierender Kapazität der Wasserkraftwerke vor allem mit Windkraft, gefolgt von Biomasse und, weit abgeschlagen, Photovoltaik (PV) und Gezeitenkraftwerken.

Das Gesetz zum Energiewandel und für ein grünes Wachstum, das im August 2015 in Kraft getreten ist, sieht noch höhere Ziele vor (etwa einen Anteil der EE am Gesamtenergieverbrauch im Jahr 2030 von 32%), und im April 2016 kündigte Umweltministerin Ségolène Royal eine Verdoppelung der Windparkkapazitäten und eine Verdreifachung der Stromproduktion aus PV bis 2023 an. Gleichzeitig wurde die endgültige Schließung des ältesten Atomkraftwerks in Fessenheim nahe der deutschen Grenze für Ende 2017 in Aussicht gestellt. Als begleitende Maßnahmen sind unter anderem die Vereinfachung bei Genehmigungsverfahren, die Verkürzung von Einspruchsfristen, die Streichung von sachfremden Vorschriften und die Förderung von Bürgerbeteiligungsmodellen vorgesehen.

Betrachtet man die in dieser Studie behandelten EE-Technologien, ergibt sich folgendes Bild: **Windenergie** soll im Rahmen des NAP im Jahr 2020 eine Kapazität von 25.000 MW aufweisen, davon 6.000 MW Offshore. Ende 2016 waren 12.065 MW installiert. Um das NAP-Ziel zu erreichen, muss die Ausbaurrate, die in den letzten Jahren von nur 630 MW (im Jahr 2013)

auf 1.561 MW im Jahr 2016 (der größte Zuwachs in der EU nach Deutschland) angehoben werden konnte, noch weiter gesteigert werden.

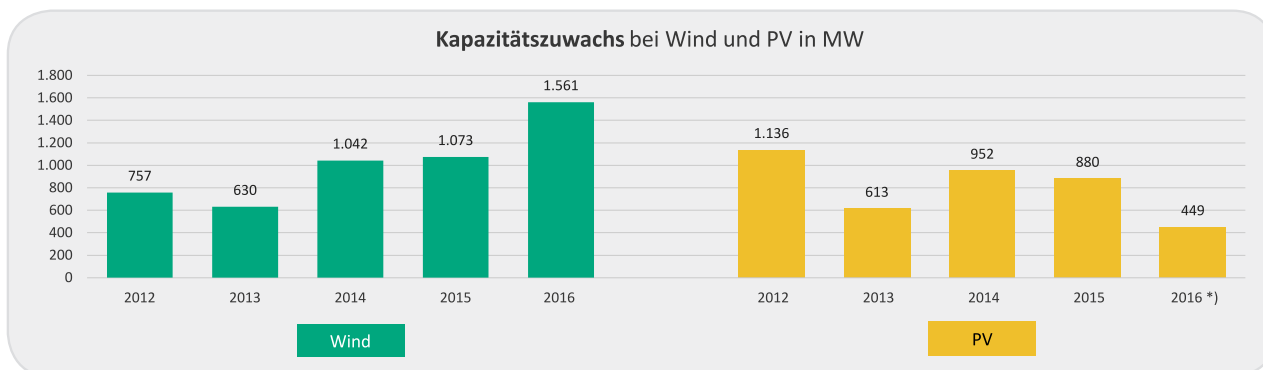
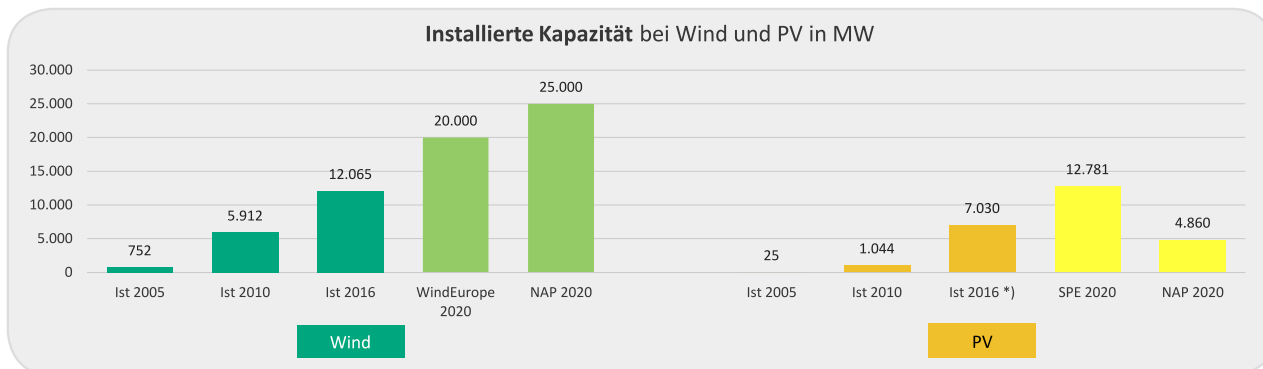
Bisher ging kein Offshore-Windpark in Betrieb, aber die ersten drei Projekte vor Saint-Nazaire (480 MW), Fécamp (498 MW) und Courseulles-sur-mer (450 MW), sind im Genehmigungsprozess weit fortgeschritten. Die Erwartungen der WindEurope für 2020 liegen in Frankreich unter dem NAP-Ziel; Onshore werden 18.500 MW und Offshore nur 1.500 MW geschätzt; für 2030 rechnet man insgesamt mit 35.250 MW.

Im Bereich **Photovoltaik (PV)** sieht der NAP eine Steigerung der Kapazität von 25 MWp im Ausgangsjahr 2005 auf 4.860 MWp im Jahr 2020 vor. Wie in den meisten Ländern wurde dieser Plan auch in Frankreich bereits von der

Realität übertroffen. Ende 2016 waren hier bereits rund 7.030 MWp installiert, darunter der größte PV-Park Europas (Cestas Solar Park bei Bordeaux, mit einer Kapazität von 300 MWp). Die Zubauraten der letzten Jahre sowie die Ankündigungen der Regierung weisen hier auf weiteres Wachstum hin. Die Solar Power Europe (SPE) ist optimistisch und erwartet für 2020 eine Kapazität von 12.781 MWp, also fast eine Verdoppelung der aktuell installierten Basis.

Netzbetreiber müssen Produzenten von EE auf nichtdiskriminierender Basis den **Netzzugang** gewähren. Der Transport von Grünstrom genießt allerdings keine Priorität. Den Netzbetreiber trifft eine gesetzliche Verpflichtung, das Netz auszubauen, wenn es zum Anschluss neuer Anlagen erforderlich ist; die Kosten sind allerdings einzelvertraglich zu regeln und daher zum Teil vom Anlagenbetreiber zu tragen.

Für die beiden Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand bei Kapazität und Zubau (in MW):



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

TARIFSYSTEM

Die Förderung von EE in Frankreich ist vor allem im Energiegesetz (Code de l'Énergie) aus dem Jahr 2011 und den darauf aufbauenden Verordnungen sowie dem Gesetz 2000-108 über die Modernisierung und Entwicklung der öffentlichen Elektrizitätsversorgung geregelt.

Das System sieht technologie- und kapazitätsabhängig unterschiedliche, feste **Einspeisepreise** (Feed-in-Tarif, FiT) vor.

Eine **Überarbeitung des Systems** ist jedoch in Ausarbeitung, es wird letztlich zu einem Auktionssystem für größere Anlagen kommen, während kleinere Installationen nach wie vor über einen FiT gefördert werden. Solange die Durchführungsbestimmungen nicht erlassen sind, bleibt das bestehende System in Kraft. Am 31. Jänner 2017 kündigte die Umweltministerin jedenfalls eine Ausschreibung für mittlere und große Onshore-Windanlagen im Ausmaß von 3.000 MW über die nächsten drei Jahre an; der in der Auktion zugesprochene Tarif soll 20 Jahre lang gelten.

Die Kosten der Förderung trägt letztlich der Endverbraucher über verschiedene Zuschläge zur Stromrechnung.



Der Einspeisetarif für **Onshore-Wind** ist relativ stabil und seit Juli 2014 per Verordnung mit 8,20 Euro-Cent/kWh während der ersten zehn Jahre festgesetzt. Für die folgenden fünf Jahre gibt es dann einen je nach Ertrag der Anlage unterschiedlichen Tarif zwischen 2,80 Euro-Cent/kWh und 8,20 Euro-Cent/kWh.

Für **Offshore-Wind** gelten noch Tarife aus dem Jahr 2008, die jedoch in Ermangelung fertiger Windparks bisher nicht angewendet werden, aber für die in Entwicklung befindlichen Projekte gelten. Für die ersten zehn Jahre beträgt der FiT 13,00 Euro-Cent/kWh, anschließend für weitere zehn Jahre 3,00 Euro-Cent/kWh bis 13,00 Euro-Cent/kWh, abhängig von Standort und Ertrag.



Der FiT für **Photovoltaik (PV)** unterliegt einer quartalsweisen Degression, die von der beantragten Zubaurate im vorherigen Quartal abhängt. Die Degression ist mit maximal 20% pro Jahr limitiert; 2016 lag sie bei rund 3% bis 6% pro Quartal. Wurde der Tarif erst einmal zugesprochen, gilt er für 20 Jahre. Für das erste Quartal 2017 beträgt der FiT je nach Größe der Anlage zwischen 11,76 Euro-Cent/kWh und 23,54 Euro-Cent/kWh; für größere bzw. Freiland-Anlagen gibt es nur 5,36 Euro-Cent.

Für neu errichtete Anlagen gelten daher ab 1. Jänner 2017 die folgenden Einspeisetarife

Ressource:	FiT 2017 (Euro-Cent/kWh)
WIND	
Onshore: generell (größenunabhängig) für 10 Jahre	8,20
anschließend für 5 Jahre	2,80 - 8,20
Offshore für 10 Jahre	13,00
anschließend für 10 Jahre	3,00 - 13,00
PHOTOVOLTAIK	
Gebäudeintegriert, bis 9 kWp	23,54
Aufdach-Anlagen, bis 36 kWp	12,38
Aufdach-Anlagen, von 36 bis 100 kWp	11,76
Freilandanlagen, von 100 kWp bis 12 MWp	5,36

EINSCHÄTZUNG

Die positive Einstellung zu EE, die nicht zuletzt im Gesetz zum Energiewandel und für ein grünes Wachstum ihren Niederschlag findet, bietet auch weiterhin gute Chancen für Investitionen in EE.

Die Reduktion des Anteils von Kernenergie zugunsten von EE wird nicht nur aus Gründen des Klimaschutzes, sondern auch wegen der Versorgungssicherheit vorangetrieben – während der zuletzt sehr heißen Sommer mussten nämlich Kernkraftwerke wiederholt aus Mangel an Kühlwasser heruntergefahren werden.

Die Interessenvertretung der **Windenergie**-Erzeuger FEE (France Énergie Éolienne) kritisiert die langen Vorlaufzeiten zur Realisierung von Windprojekten (durchschnittlich 4 bis 6 Jahre) und den als zu wenig ehrgeizig eingestuften Plan für den Ausbau von Offshore-Anlagen. Die FEE sieht die Möglichkeit, bis 2030 zwischen 12 GW und 15 GW (auf festen Fundamenten) und weitere 6 GW (schwimmend) zu bauen.

Wie überall wird man auch in Frankreich sehen, ob und wie schnell die Ankündigungen der Regierung umgesetzt werden.

Rechtlicher Aspekt

In Frankreich gibt es aktuell keine besonderen gesetzlichen Regelungen über die Netznutzung von EE. Ebenso wenig gibt es spezielle gesetzliche Regelungen über die Erzeugung von Elektrizität mittels EE. Die angedachten Maßnahmen können zu Änderungen der aktuellen gesetzlichen Lage führen und würden sich voraussichtlich positiv auf die Entwicklung von EE in Frankreich auswirken.



Großbritannien¹



Währung:	Pfund Sterling (GBP)
Wechselkurs EUR:GBP im Jänner 2017	0,861
Fläche:	243.610 km ²
Bevölkerung in Mio.:	66,0
BIP in EUR Mrd.:	2.322
BIP in EUR pro Kopf:	35.168
Reales BIP-Wachstum in %:	1,1
Inflationsrate (VPI) in %:	2,5
Öffentlicher Schuldenstand in % BIP:	88,8
Arbeitslosenrate in %:	5,2

Quelle: Prognose 2017, IMF 10/2016.

NATIONALE ZIELE

Im britischen Energiemix hat Kohle traditionell einen hohen Stellenwert, allerdings mit stark fallendem Anteil. Gaskraftwerke sind zwar noch immer der größte Stromlieferant, Erneuerbare Energien (EE) konnten aber gemessen am Output Atomkraft im Jahr 2014 und Kohle im Jahr 2015 überholen und sind damit bereits der zweitwichtigste Faktor bei der Stromproduktion. Nicht nur aus Gründen des Umweltschutzes, sondern vor allem der Versorgungssicherheit (viele bestehende Kohlekraftwerke sind technisch überholt und störungsanfällig) hat die damalige Staatssekretärin für Energie und Klimawandel, Amber Rudd, im November 2015 eine neue Strategie skizziert, die den Ausstieg aus der Verstromung von Kohle bis 2025 vorsieht. Allerdings sollen die Kohlekraftwerke nur zum Teil durch EE ersetzt werden; Großbritannien setzt weiterhin auf Gas, aber auch Kernkraft. Im Bereich der EE soll Offshore-Wind über Auktionen weiter forciert werden.

Gemäß dem Nationalen Aktionsplan (NAP) soll der Anteil des Brutto-Energieverbrauchs aus EE von nur 1,3% im Jahr 2005 auf 15% im Jahr 2020 gesteigert werden; der Anteil bei Elektrizität soll dabei 31% betragen.

Der Weg dorthin sollte vor allem über **Windenergie**, gefolgt von Biomasse führen. Der NAP nennt für das Jahr 2020 für Windkraftanlagen ein Ziel von 14.890 MW Onshore und 12.990 MW Offshore.

Tatsächlich verfügt Großbritannien derzeit hinter Deutschland und Spanien über die drittgrößte installierte Windkapazität in Europa. Sowohl der größte in Betrieb befindliche Offshore-Windpark (»London Array« im äußeren Mündungsbereich der Themse mit derzeit 600 MW Leistung) als auch der zweitgrößte Onshore-Windpark in Europa (»Whitelee Wind Farm« in Schottland mit 539 MW) befinden sich in Großbritannien.

¹ Der Einfachheit halber wird in dieser Studie »Großbritannien« und »Vereinigtes Königreich« (United Kingdom, UK) synonym verwendet; gemeint sind damit England, Schottland, Wales und Nordirland.

Trotzdem ist das Land vom NAP-Ziel noch weit entfernt: Ende 2016 waren 9.386 MW Onshore und 5.156 MW Offshore am Netz, die Zielerreichung beträgt also erst rund 52%.

Das Potenzial für Windenergie wird von allen Seiten bestätigt, vor allem im Offshore-Bereich. Die Schätzungen der WindEurope liegen für 2020 bei 21.000 MW (davon 9.500 MW Offshore) und 40.000 MW im Jahr 2030 (davon mehr als die Hälfte, nämlich 23.000 MW Offshore).

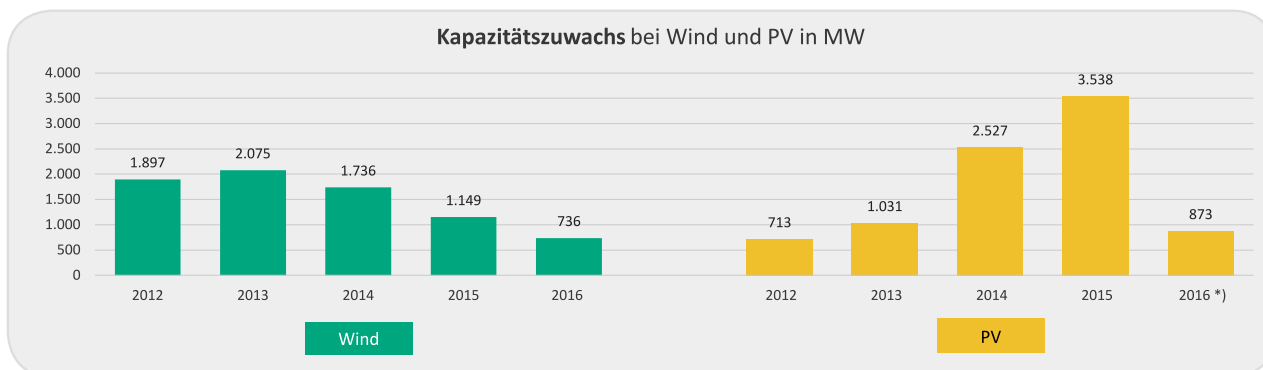
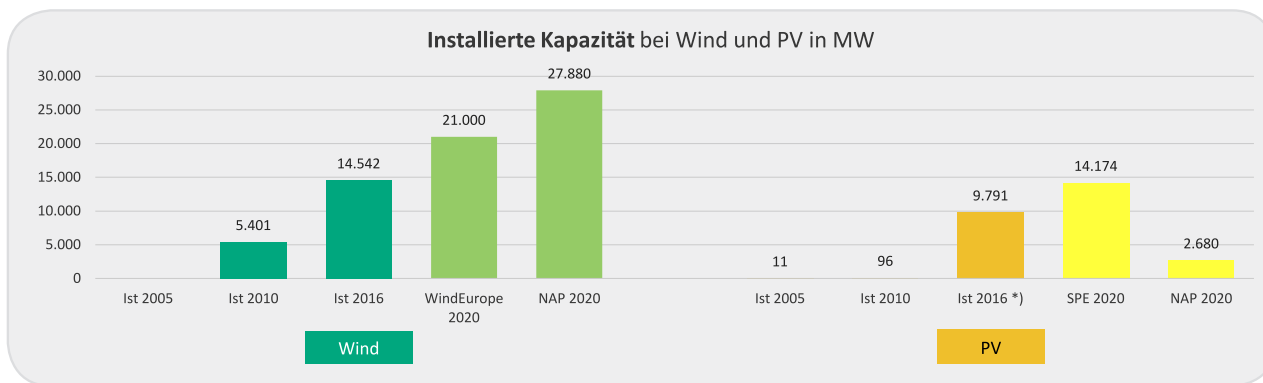
Zur Zeit der Erstellung des NAP wurde die Rolle von **Photovoltaik (PV)** völlig unterschätzt, nur 2.680 MWp sollten 2020 in Betrieb sein. In der Realität wurde diese Zahl schon 2013 übertroffen, und in den Jahren 2014 und 2015 verzeichnete Großbritannien den größten Zubau in der EU. Ein großer Teil der installierten Kapazität

(rund 58%) entfällt auf freistehende Anlagen mit über 1 MWp Leistung (»Utility Scale«). Ende 2015 erlebte der Ausbauboom aber durch Tarifreduktionen von durchschnittlich 64% ein jähes Ende.

Dennoch liegt Großbritannien Ende 2016 mit knapp 9.800 MWp an dritter Stelle in Europa, und zwar hinter Deutschland und Italien, aber deutlich vor Frankreich und dem sonnenreichen Spanien. Die Solar Power Europe (SPE) bleibt verhalten optimistisch und schätzt die Kapazität im Jahr 2020 mit 14.174 MWp ein.

Grünstromproduzenten haben auf nichtdiskriminierender Basis das vertragliche Recht auf einen Netzzugang, ähnliches gilt auch für die Übertragung von Strom aus EE und für allenfalls erforderliche Netzerweiterungen.

Für die beiden Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand bei Kapazität und Zubau (in MW):



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

TARIFSYSTEM

Die Förderung von EE in Großbritannien ist in einer Reihe von Gesetzen und Verordnungen geregelt, unter anderem dem »Energy Act 2013« (EnA 2013), der »Feed-in-Tariffs Order 2012« (FTO 2012) oder der »Renewables Obligation Order 2015« (ROO 2015) in der jeweils gültigen Fassung. Für manche dieser Dokumente existieren auch separate Varianten für Schottland oder Nordirland.

Bisher wurden EE abhängig von Technologie und Größe der Anlage über einen **Feed-in-Tariff** (FiT), weiters über eine Art **Quotensystem** im Rahmen der sogenannten »Renewables Obligation« (die dazu gehörigen Grünzertifikate heißen hier »ROC«) sowie – für Anlagen über 5 MW Leistung – durch **Contracts for Difference** (CfD), die gegebenenfalls durch **Auktion** vergeben werden, gefördert.

Die meisten Förderungen werden über den britischen Regulator Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) administriert; für PV und Wind unter 50 kW ist der Energy Savings Trust zuständig.

Der **FiT** ist eigentlich eine Produktionsvergütung, die der Grünstromproduzent auch bei Eigenverbrauch bekommt; wenn ins Netz gespeist (»exportiert«) wird, gibt es **zusätzlich** eine **Exportprämie** von 4,91 Pence/kWh (rund 5,70 Euro-Cent/kWh) für alle Technologien. Der FiT für Neuanlagen unterliegt einer quartalsweisen Degression und weist eine enorme Bandbreite auf (Details weiter unten). Ist ein FiT einmal zugesprochen, gilt er ohne Degression oder Indexierung für 20 Jahre.

Das System der **Zertifikate** aus dem Programm der **Renewables Obligation** steht für Neuanlagen nur mehr bis Ende März 2017 zur Verfügung und wird für Anlagen bis 5 MW Leistung durch den FiT, für größere Anlagen durch

CfD-Auktionen abgelöst; trotzdem sei das System hier kurz beschrieben:

Stromversorger müssen einen bestimmten Anteil von EE an dem von ihnen gelieferten Strom nachweisen; das geschieht, indem sie jährlich gegenüber Ofgem eine steigende Zahl von ROCs vorweisen müssen. Im Zeitraum 2016/17 müssen für jede MWh in England, Schottland und Wales 0,348 ROCs eingelöst werden (2015/16 waren es noch 0,29 ROCs). Für Nordirland gelten niedrigere Werte: aktuell 0,142 ROCs gegenüber 0,119 ROCs in der Vorperiode.

Für fehlende ROCs kann eine Kompensationszahlung an den sogenannten »Buy-out Fund« in der Höhe von GBP 44,77/ROC (rund EUR 52) geleistet werden.

Generiert werden die ROCs von Grünstromerzeugern, die damit zusätzlich zum jeweiligen Marktpreis Erlöse aus dem Verkauf der ROCs erzielen können. Die Zuteilung erfolgt nach einem technologieabhängigen Schlüssel. Der Preis für ROCs wird zwischen dem Betreiber der EE-Anlage und dem Abnehmer frei vereinbart,² Spitzen können zum Beispiel an der Börse »e-power auctions« in Newcastle gehandelt werden, dort konnte man im Jänner 2017 GBP 44,08/ROC (rund EUR 51,20) erzielen, im Dezember 2016 waren es GBP 43,26 (rund EUR 50,24).

Bereits seit 2015 gibt es das **System der CfD**, ab 1. April 2017 kommt für Anlagen mit einer Leistung von mindestens 5 MW nur mehr dieses Verfahren in Frage.

Der Grünstromproduzent reicht sein Projekt bei einer vom Hochspannungs-Netzbetreiber National Grid administrierten Zuteilungsrunde ein. In zwei Töpfen (Pot 1 für arrivierte EE, Pot 2 für weniger etablierte Technologien wie Offshore-Wind und Gezeitenkraftwerke) stehen bestimmte Fördergelder zur Verfügung.

² In der Praxis schließt der Grünstromerzeuger ein PPA (Power Purchase Agreement) mit einem Netzbetreiber ab, das sowohl den Einspeisepreis als auch die Abnahme der ROCs regelt.

Für jede Technologie wird ein Höchstwert proMWh (»Administrative Strike Price«, ASP) bestimmt. Nach Einreichungsschluss stellt National Grid fest, ob mit den eingereichten Kapazitäten der Fördertopf ausgeschöpft wird oder nicht. Im letzteren Fall kommt es zu einer »Unconstrained Allocation«, bei der die Projekte den ASP zugesprochen bekommen. Im Regelfall werden die eingereichten Projekte jedoch den Fördertopf übersteigen, sodass die Projektwerber zur Auktion eingeladen werden. Das höchste Gebot darf den ASP nicht überschreiten; die Zuteilung erfolgt bottom-up, das heißt, die Gebote werden nach aufsteigendem Auktionsgebot (»Strike Price«) gereiht, bis der jeweilige Fördertopf erschöpft ist.

Betreiber erfolgreich aus der Zuteilung hervorgegangener Projekte schließen mit der staatlichen Low Carbon Contracts Company (LCCC) einen **CfD** ab, der **über 15 Jahre** läuft und die Differenz zwischen dem **Strike Price** und dem Marktpreis vergütet.

Nur Projekte, die bestimmte Voraussetzungen erfüllen (Baugenehmigung, Netzzugang, bei Projekten über 300MW: verbindliche Angebote für das Equipment etc.), werden zum Zuteilungsverfahren zugelassen.

Die folgende Tabelle zeigt die höchsten bei der bisher ersten Auktion erzielten Strike Prices:

	GBP/MWh	Euro-Cent/kWh
Offshore-Wind	119,89	13,92
Onshore-Wind	82,50	9,58
Photovoltaik	79,23	9,20

Die zweite Auktionsrunde wird im April 2017 stattfinden, betrifft aber nur Projekte für den »Pot 2«. Es werden jeweils GBP 290 Mio. (rund EUR 337 Mio.) für Projekte mit Fertigstellung 2021/22 und 2022/23 zur Verfügung gestellt. Der ASP für Offshore-Wind beträgt GBP 105/MWh (rund 12,20 Euro-Cent/kWh) für den ersten und GBP 100/MWh (rund 11,61 Euro-Cent/kWh) für den zweiten Zeitraum.

Außer den genannten, nationalen Programmen gibt es noch eine Reihe von **regionalen Förderungen**, vor allem für kommunale und Bürgerbeteiligungs-Projekte. Diese reichen von verlorenen Zuschüssen bis zu geförderten Krediten. Zumeist schließt eine solche öffentliche Förderung die Teilnahme am Feed-in-Tariff (FiT) jedoch aus.

Die Kosten der Tarifförderung werden mehr oder weniger offen an die Endverbraucher weitergereicht.



Für neue **Windanlagen** bis zu einer Kapazität von 1,5 bis 5 MW kann im ersten Quartal 2017 ein FiT von 0,82 Pence/kWh (rund 0,95 Euro-Cent/kWh) erzielt werden; für Mikroanlagen bis 50 kW gibt es hingegen 8,26 Pence/kWh (rund 9,59 Euro-Cent/kWh). Dieser FiT unterliegt einer geringen Degression von 1-2% pro Quartal. Zusätzlich erhält der Windstromproduzent – sofern ins Netz eingespeist wird – die Exportprämie von 4,91 Pence/kWh (rund 5,70 Euro-Cent/kWh).

Im Rahmen der Renewables Obligation (die jedoch ab Ende März für Neuanlagen nicht mehr zur Verfügung steht) werden für Onshore-Wind 0,9 ROCs und für Offshore-Wind 1,8 ROCs zugeteilt. Bei einem angenommenen Preis von rund EUR 50/ROC und einem Marktpreis von 3,2 Euro-Cent/kWh können Onshore rund 7,70 Euro-Cent/kWh Erlöst werden, für Offshore-Wind rund 12,20 Euro-Cent/kWh.



Der FiT für neue **Photovoltaik (PV)-Anlagen** im ersten Quartal 2017 hängt nicht nur von der Kapazität der Anlage, sondern auch (bei gebäudeintegrierten Installationen) von der Energieeffizienz des Gebäudes ab. Diese wird im Energy Performance Certificate (EPC) dokumentiert und es gilt – sofern die Klasse A bis D erreicht wird – je nach Kapazität ein FiT von maximal 4,32 Pence/kWh (rund 5,02 Euro-Cent/kWh). Wird diese Effizienzklasse nicht erreicht, gibt es nur 0,52 Pence/kWh (rund 0,60 Euro-Cent/kWh). Für Anlagenbetreiber, die mehr als 25 Anlagen betreiben, gibt es einen um etwa 10% abgesenkten FiT. Der FiT für Freilandanlagen beträgt überhaupt nur 0,42 Pence/kWh (rund 0,49 Euro-Cent/kWh).

Auch hier kommt zusätzlich zum FiT jeweils – sofern ins Netz eingespeist wird – die Exportprämie von 4,91 Pence/kWh (rund 5,70 Euro-Cent/kWh).

Der FiT für PV unterliegt einer erheblichen, quartalsweisen Degression. Bis zum ersten Quartal 2018 werden die Tarife voraussichtlich zwischen 7% (Kleinanlagen) und 36% (Freilandanlagen) gesenkt.

Wird die Anlage unter dem Schema der Renewables Obligation betrieben (das jedoch ab Ende März 2017 für Neuanlagen nicht mehr zur Verfügung steht), erhalten gebäudeintegrierte Anlagen 1,4 ROCs und freistehende Anlagen 1,2 ROCs/MWh. Die erzielbaren Erlöse reichen daher bei einem angenommenen Preis von rund EUR 50/ROC und einem Marktpreis von 3,2 Euro-Cent/kWh von 9,2 Euro-Cent/kWh für Freilandanlagen bis zu 10,2 Euro-Cent für gebäudeintegrierte Anlagen.

Im Jahr 2017 ergibt sich in Großbritannien folgende Vergütungsstruktur für Strom aus EE:

Ressource:	FiT (inkl. Exportprämie) * (Euro-Cent/kWh)	ROCs (inkl. Marktpreis) (Euro-Cent/kWh)	CfD
WIND			
bis 50 kW	15,30	---	---
50 bis 100 kW	12,00	7,70	---
100 kW bis 1,5 MW	9,78	7,70	---
1,5 bis 5 MW	6,66	7,70	---
> 5 MW	---	---	pay as bid
PHOTOVOLTAIK			
bis 10 kWp, gebäudeintegriert	10,48	---	---
10 bis 50 kWp, gebäudeintegriert	10,72	10,20	---
50 bis 250 kWp, gebäudeintegriert	8,01	10,20	---
250 kWp bis 1 MWp, gebäudeintegriert	7,62	10,20	---
bis 5 MWp, freistehend	6,19	9,20	---
> 5 MWp	---	---	pay as bid

* Bei PV unter Voraussetzung ausreichender Energieeffizienz des Gebäudes.

** Nur bis 5 MWp.

EINSCHÄTZUNG

Die aktuelle Klimastrategie in Großbritannien stellt klar, dass die angekündigte Stilllegung von umweltbelastenden und veralteten Kohlekraftwerken nicht nur, aber doch auch durch EE kompensiert werden soll. Nachdem konventionelle Wasserkraft aus Mangel an geeigneten Flüssen keine Impulse setzen kann, wird vor allem auf **Offshore-Wind** und Biomasse gesetzt. Grundsätzlich ist zur Erreichung der Ziele des NAP für 2020 noch ein weiter Weg zurückzulegen, was auch einen weiteren Ausbau von **Onshore-Wind** nahelegen würde, aktuell ist für diese Technologie aber gar keine Ausschreibung vorgesehen.

Bei **Photovoltaik (PV)** entsteht der Eindruck, dass diese Technologie nach der rasanten Tal-fahrt der Investitionskosten pro MWp relativ schnell in den freien Markt entlassen werden soll. Die Tarfkürzungen Anfang 2016, deren Ankündigung unmittelbar nach der Pariser Klimakonferenz erfolgte, waren für den Markt aber doch zu radikal. Die neue Tarifordnung, die für Freiland-Anlagen nahezu einer Abschaffung der Förderung gleich kommt, hat tiefe Einschnitte bei den Zubauraten gebracht.

Über allen Chancen und Risiken schwebt die Unsicherheit, die der angekündigte Brexit für die EE-Branche bringen wird.

Rechtlicher Aspekt

Mit dem Energiegesetz 2016 (»Energy Act 2016«) werden Regelungen geschaffen, die ein Abgehen von der Errichtung von Unterwasser- und sonstigen Pipelinestrukturen zur Förderung von Gas und Öl ermöglichen sollen. Zeitgleich sollen Gebühren für Öl, Gas und andere endliche Rohstoffe eingeführt werden. Zudem werden Regelungen für Windkraft geschaffen, die unter anderem einen weiteren Ausbau der Technologie ermöglichen sollen.



Irland



Währung:	Euro (EUR)
Fläche:	70.273 km ²
Bevölkerung in Mio.:	4,7
BIP ¹ in EUR Mrd.:	289
BIP ¹ in EUR pro Kopf:	61.305
Reales BIP-Wachstum in %:	3,2
Inflationsrate (VPI) in %:	1,2
Öffentlicher Schuldenstand in % BIP:	72,6
Arbeitslosenrate in %:	7,7

Quelle: Prognose 2017, IMF 10/2016.

NATIONALE ZIELE

Irland deckt seinen Energiebedarf zum überwiegenden Teil aus importierten fossilen Brennstoffen, allen voran Öl, Gas und Kohle, aber auch der im Inland reichlich vorhandene Torf wird als Primärenergieträger genannt. Während Kernkraft – außer beim Stromimport aus Großbritannien – gar keine Rolle spielt, wird auch verstärkt auf Erneuerbare Energie (EE) gesetzt. Die geografischen und klimatischen Verhältnisse begünstigen vor allem die Energiegewinnung aus Wind- und (deutlich abgeschlagen) Wasserkraft, gefolgt von Biomasse. Photovoltaik (Photovoltaik (PV)) liefert keinen nennenswerten Beitrag zum Energiemix. Als angenehmer Nebeneffekt des Ausbaus der EE wird die geringere Importabhängigkeit bei Energieträgern verbucht.

Das irische Umweltministerium hat in einem »Statement of Strategy 2015-2017« die Ziele des Nationalen Aktionsplans (NAP) bestätigt und darüber hinaus den Fahrplan zur Erreichung der Kyoto-Ziele sowie der EU-Vorgaben für 2030 skizziert, ohne jedoch die Rolle von EE überproportional zu betonen. Hier wäre aber ein stärkerer Akzent nötig, denn laut NAP soll der Anteil des Brutto-Energieverbrauchs aus EE von 3,1% im Jahr 2005 auf 16% im Jahr 2020 gesteigert werden; der Anteil bei Elektrizität soll bei 42,5% liegen. Von diesem Ziel ist man jedoch Ende 2016 noch weit entfernt.

Windenergie soll im Rahmen des NAP im Jahr 2020 eine Kapazität von 4.649 MW (davon 555 MW Offshore) aufweisen. Tatsächlich wurde Windkraft in Irland bereits seit der Jahrtausendwende langsam, aber stetig entwickelt; heute sind in über 200 Windparks 2.830 MW an Kapazität installiert, davon 25 MW Offshore. Die Ausbauraten lagen in den letzten Jahren zwischen 222 und 384 MW pro Jahr.

¹ Die BIP-Zahlen sind aufgrund der zahlreichen Unternehmen, die in Irland aus steuerlichen Gründen den Firmensitz angemeldet haben, überhöht. Bereinigt ist das BIP/Kopf etwa mit Österreich zu vergleichen.

Damit ist Irland das Land mit dem höchsten Windnutzungsgrad (nämlich rund 27%) innerhalb der in dieser Studie behandelten Länder.²

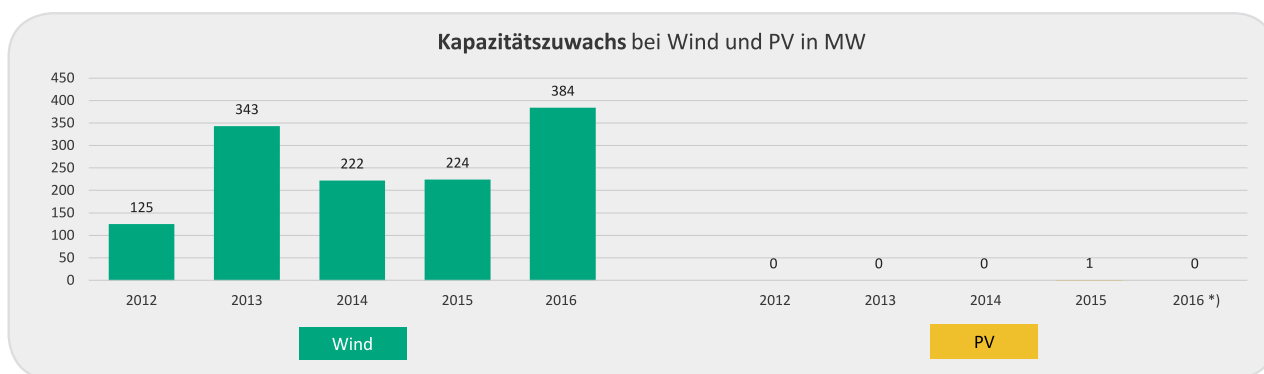
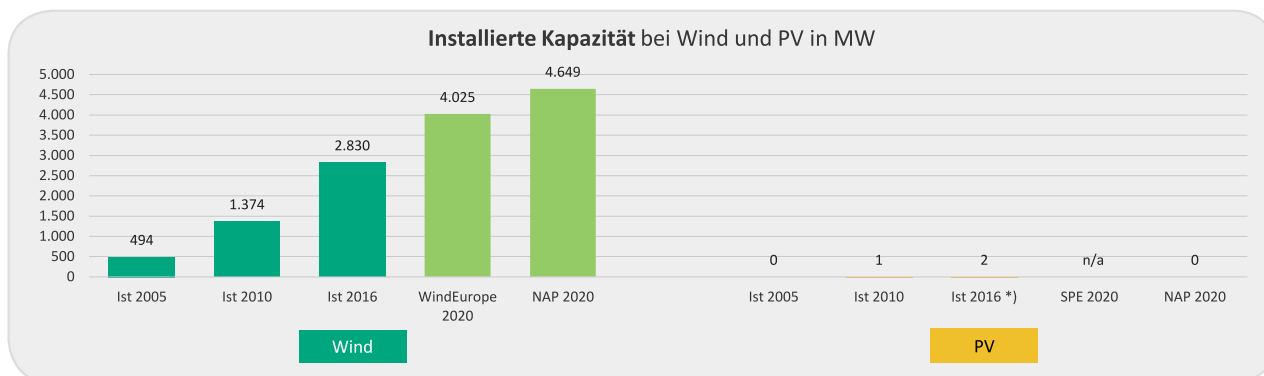
Das Potenzial für weitere Entwicklung ist jedenfalls vorhanden: Die Schätzungen der Wind-Europe liegen für das Jahr 2020 bei 4.025 MW (davon unverändert 25 MW Offshore) und bei 7.692 MW im Jahr 2030 (davon 800 MW Offshore).

Photovoltaik (PV) konnte sich in Irland bisher nicht spürbar entwickeln, nicht zuletzt weil es für diesen Bereich kein Fördermodell gegeben hat. Abgesehen von einzelnen Installationen auf

Hausdächern wurde in Photovoltaik (PV) bisher nicht investiert; im NAP ist diese Technologie gar nicht berücksichtigt, mit Ende 2016 waren rund 2 MWp am Netz.

Der Netzzugang für EE ist durch den sogenannten »Group Processing Approach« geregelt, nach dem bestimmte Kapazitäten von EE prioritär angebunden werden müssen. Strom aus EE wird, sofern dadurch die Netzstabilität nicht gefährdet wird, bevorzugt durch das Netz geleitet. Netzbetreiber sind gesetzlich zum Netzausbau verpflichtet, hier besteht aber kein spezieller Anspruch für EE.

Für die beiden Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand bei Kapazität und Zubau (in MW):



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

² Als Nutzungsgrad wird hier der Anteil der Windenergie an der gesamten Stromproduktion bezeichnet. In der EU liegt nur Dänemark mit rund 38% vor Irland.

TARIFSYSTEM

Die Produktion von EE in Irland wird über einen Feed-in-Tariff (FiT) gefördert. Dieser FiT ist eine Art Mindestpreis, der für PPAs (Power Purchase Agreements) zwischen Grünstromproduzenten und Netzbetreibern gilt. Bisher wurde das Schema, das sich »REFIT« (Renewable Energy Feed-in-Tariff) nennt, verschiedentlich angepasst. REFIT 1 ist bereits 2009 ausgelaufen und wurde durch REFIT 2 (vor allem für Wind und Wasserkraft) bzw. REFIT 3 (vor allem für Biomasse) abgelöst. Allerdings ist auch die Antragsfrist für diese Programme Ende 2015 ausgelaufen, und seither hat sich die Politik nicht auf ein neues Fördermodell einigen können. Aus aktueller Sicht wird das neue System erst im Lauf des Jahres 2017 beschlussfähig sein.



Für **Windprojekte**, die bis Ende 2015 genehmigt aber noch nicht realisiert wurden, gelten daher die Tarife noch nach REFIT 2. Größenabhängig gibt es hier einen FiT zwischen 7,20 Euro-Cent/kWh und 6,72 Euro-Cent/kWh für die Dauer von 15 Jahren, höchstens jedoch bis Dezember 2032.



Für **Photovoltaik (PV)** gibt es derzeit keine Tarifförderung.

Unter den genannten Einschränkungen gelten daher 2017 folgende Tarife für Grünstrom:

Ressource:	FiT 2017 (Euro-Cent/kWh)
WIND	
bis 5 MW	7,20
über 5 MW	6,72
PHOTOVOLTAIK	---



EINSCHÄTZUNG

Die Wirtschaft in Irland hat sich erstaunlich schnell von der tiefen Krise in den Jahren 2008 bis 2010 erholt. Das Wirtschaftswachstum und die Investitionstätigkeit zeigen generell ein günstiges Umfeld auf.

Die Entwicklung von EE hat sich bisher im **Windbereich** sehr kontinuierlich vollzogen und das Ende der Fahnenstange ist hier noch lange nicht erreicht. Als bremsender Faktor wird in Fachkreisen allenfalls wachsender Widerstand gegen weitere Onshore-Windparks von Bürgern und Umweltinitiativen, die sich um die Unversehrtheit der irischen Landschaft sorgen, genannt. Dieses Argument trifft auf Offshore-Installationen nicht zu. Derzeit ist zwar nur ein Offshore-Park (Arklow Bank mit sieben Turbinen und 25MW Leistung) in Betrieb, die NOW Ireland (National Offshore Wind Association of Ireland) spricht jedoch von Projekten über 2.600MW, die sich in verschiedenen Phasen des Planungs- und Genehmigungsprozesses befinden.

Ganz anders sieht es im **Photovoltaik (PV)**-Bereich aus, der angesichts der bisher nicht vorhandenen Förderungen das Stiefkind der EE-Politik in Irland ist. Da Irland eines der Länder ist, die vom NAP-Ziel noch weit entfernt sind, steigt der Druck auf die Regierung, PV in großem Stil über Ausschreibungen zu fördern; hier werden im Jahr 2017 wichtige Weichenstellungen erwartet.

Auch von Seiten der Interessenvertretung der irischen Landwirte (IFA, Irish Farmer's Association) wird darauf hingewiesen, dass es Dutzende von Entwicklungsprojekten für Freiland-Anlagen auf Ackerland gibt, die sofort nach Einführung eines gesicherten Förderumfelds realisiert werden könnten.

Das Potenzial für erhebliche Investitionen ist jedenfalls vorhanden.

Rechtlicher Aspekt

Mit dem Energiegesetz 2016 (»Energy Act 2016«) wurden neue gesetzliche Regelungen für den Energiesektor geschaffen. Wie in anderen modernen europäischen Energiegesetzen, werden auch im irischen Energiegesetz 2016 Regelungen zur Förderung von EE getroffen. Irland ist bestrebt, die Strukturen zur Förderung von umweltschonender Energie- und Elektrizitätserzeugung weiter auszubauen. Das wird sich positiv auf EE auswirken.

Italien



Währung:	Euro (EUR)
Fläche:	301.338 km ²
Bevölkerung in Mio.:	61,4
BIP in EUR Mrd.:	1.681
BIP in EUR pro Kopf:	27.400
Reales BIP-Wachstum in %:	0,9
Inflationsrate (VPI) in %:	0,5
Öffentlicher Schuldenstand in % BIP:	133,4
Arbeitslosenrate in %:	11,2

Quelle: Prognose 2017, IMF 10/2016.

NATIONALE ZIELE

Der Energiemix in Italien basiert auf fossilen Brennstoffen, vor allem Erdöl und Erdgas. Nachdem in einem Referendum im Juni 2011 der Wiedereinstieg in die Atomenergie erneut abgelehnt wurde, hat der Ausbau von Erneuerbarer Energie (EE) in Italien – neben den global bedeutenden Klimazielen – einen spezifisch volkswirtschaftlichen Aspekt, nämlich die Reduktion der traditionell hohen Stromimporte.

Das gegenüber der EU im Nationalen Aktionsplan (NAP) verbindlich festgelegte Ziel nennt für das Jahr 2020 einen Anteil des Brutto-Energieverbrauchs aus EE von 17%, ausgehend von 4,9% im Jahr 2005. Der Anteil von EE bei Elektrizität soll dann bei 26,4% liegen. Beide Ziele wurden jedoch vor allem durch den enormen Ausbau von Photovoltaik (PV) schon im Jahr 2014 überschritten; seither ist ein markanter Rückgang der Investitionstätigkeit in EE festzustellen.

Windenergie soll im Rahmen des NAP im Jahr 2020 eine Kapazität von 12.680 MW (davon 680 Offshore) aufweisen. Mit Ende 2016 waren 9.257 MW installiert, Italien liegt damit in der EU hinter Deutschland, Spanien, Großbritannien und Frankreich an fünfter Stelle. Der Zuwachs von 282 MW im Jahr 2016 entspricht ziemlich genau dem Mittelwert der letzten vier Jahre. In Italien gibt es besonders viele Kleinwind-Anlagen (bis 50 kW), die allerdings zur Stromerzeugung aus Wind nicht wesentlich beitragen, aber in der Tarifgestaltung abgebildet sind.

Die WindEurope sieht die Onshore-Kapazität für 2020 mit 12.000 MW genau beim NAP, für 2030 bei 13.600 MW; Offshore-Investitionen werden nicht erwartet.

Naturgemäß steht im sonnenreichen Italien **Photovoltaik (PV)** im Zentrum des Interesses. Im Vergleich zu den anderen bei der Stromerzeugung aus Sonnenenergie führenden Ländern

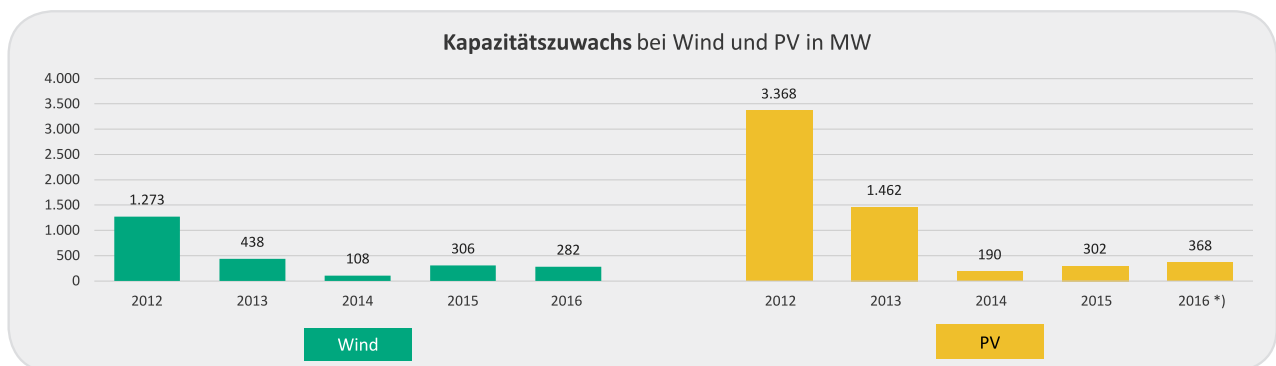
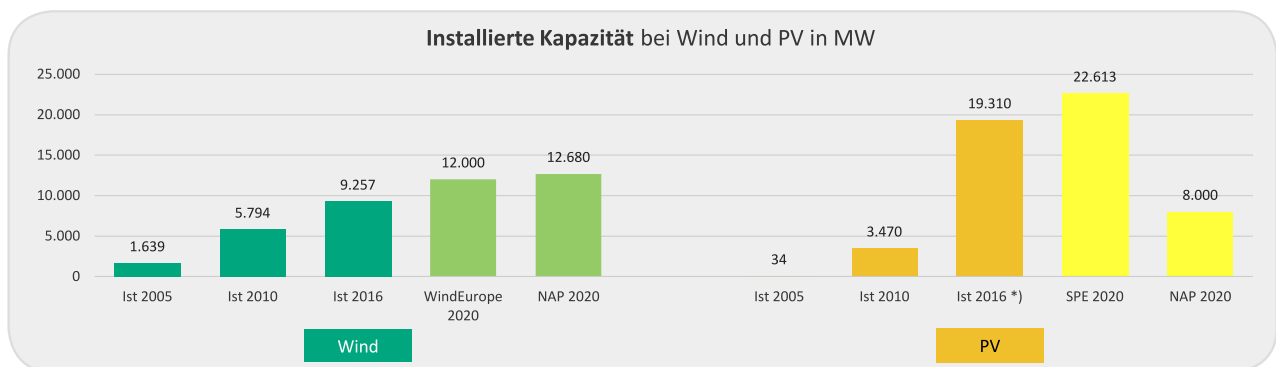
startete der Boom jedoch relativ spät, nämlich in den Jahren 2009/2010. Dann wurde allerdings kräftig investiert, vor allem in mittelgroße Anlagen mit einer Kapazität von 250 bis 1.000 kWp, sodass Ende 2013 bereits 18.420 MWp installiert waren – fast viermal so viel wie im von der Sonneneinstrahlung her vergleichbaren Spanien. Damit wurde auch der NAP, der für das Jahr 2020 ein Ziel von (im europäischen Vergleich ehrgeizigen) 8.000 MWp nennt, nachhaltig übertroffen.

Seither wurden jedoch die Förderungen radikal gekürzt, wodurch auch nur mehr bescheidene Zuwachsraten zu registrieren waren; Ende 2016 waren rund 19.310 MWp am Netz. Italien ist das einzige in dieser Studie betrachtete Land mit bedeutender EE-Produktion, in dem die installierte PV-Kapazität über der Wind-Kapazität liegt.

Italien ist damit, weit hinter Deutschland und klar vor dem Vereinigten Königreich, die Nummer 2 bei Kapazität und Output von PV in Europa, allerdings – mit einem Anteil von rund 8,1% an der Stromproduktion – das Land mit dem größten PV-Nutzungsgrad¹ in Europa. Die Interessenvertretung Solar Power Europe (SPE) sieht in Italien ein eher problematisches Umfeld und rechnet für 2020 mit einer Kapazität von 22.613 MWp, also einem Zubau von weniger als 1.000 MWp pro Jahr.

Netzbetreiber müssen EE Priorität beim **Netzzugang** sowie der Netznutzung einräumen, solange dadurch die Stabilität des Netzes nicht gefährdet wird.

Für die beiden Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand bei Kapazität und Zubau (in MW):



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

¹ Als Nutzungsgrad wird hier der Anteil von PV an der gesamten Stromproduktion bezeichnet.

TARIFSYSTEM

In der Vergangenheit wurden EE über sehr attraktive feste Einspeisetarife (Feed-in-Tariff, FiT) gefördert. Besonders im PV-Bereich wurden in fünf Tranchen (»Conto Energia I bis V«) sehr hohe Tarife² gewährt, bis im Jahr 2013 die Reißleine gezogen wurde. Seither gibt es für PV-Neuanlagen keine echte Tarifförderung mehr, sondern nur mehr das Programm »Ritiro Dedicato«, das grundsätzlich allen Technologien offen steht und eher eine Form der Vermarktungshilfe der GSE (Gestore dei Servizi Energetici)³ als ein FiT ist. Die GSE garantiert dabei Betreibern kleinerer Anlagen einen technologieabhängigen Mindestpreis, der jährlich angepasst werden kann; alternativ kann sich der EE-Produzent für den (im Allgemeinen höheren) »zonalen Stundenpreis« entscheiden, der von der GSE nach zeitlichen und geografischen Zonen monatlich festgesetzt wird.



Für **Windkraft** gibt es nach wie vor einen FiT, der zuletzt im Juni 2016 im Rahmen des »Decreto Ministeriale 23 giugno 2016« (DM 23/06/16) präzisiert wurde. Kapazitätsabhängig gibt es dabei grundsätzlich über 20 Jahre hinweg eine Tarifbandbreite von 11,00 Euro-Cent/kWh für Anlagen mit mehr als 5 MW Leistung bis zu 25,00 Euro-Cent/kWh für Mini-Anlagen (< 10 kW). Allerdings ist zu beachten, dass dieser FiT nur für Anlagen bis zu 500 kW direkt ausbezahlt wird; größere Anlagen erhalten nur die Differenz zwischen dem FiT und dem »zonalen Stundenpreis«; dieser reichte zum Beispiel im Jänner 2017 von 5,02 Euro-Cent/kWh bis 9,54 Euro-Cent/kWh. Der FiT für Offshore-Wind wurde mit 16,50 Euro-Cent/kWh und einer Laufzeit von 25 Jahren festgesetzt.



Photovoltaik (PV)-Anlagen können den Tarif nach »Ritiro Dedicato« in Anspruch nehmen. Der garantierte Mindestpreis für PV beträgt jedoch nur 3,90 Euro-Cent/kWh und ist für

Betreiber von Kleinanlagen gedacht, die für ihren Strom keinen anderen Abnehmer finden und für die sich der Abschluss eines Power Purchase Agreements (PPA) nicht rechnen würde. Betreiber größerer Anlagen (bis zu 100 kWp) können den »zonalen Stundenpreis« lukrieren.

Eine beliebte Alternative dazu ist »Scambio sul Posto«, die italienische Version von **Net-Metering**, für Anlagen bis zu 200 kWp, bei der nicht selbst verbrauchter Strom ins Netz gespeist wird und dadurch die eigene Stromrechnung vermindert. »Scambio sul Posto« ist jedoch mit anderen Tarifen nicht kombinierbar.

Über die beschriebenen Programme hinaus werden von der GSE **Auktionsverfahren** für größere Anlagen mit dem Ziel durchgeführt, die Tarife aus dem DM 23/06/16 zu unterschreiten; das ist mit der ersten Auktion, deren Ergebnis am 28. Dezember 2016 veröffentlicht wurde, auch gelungen. So wurden 800 MW Wind zum Preis von 6,60 Euro-Cent versteigert (ein Abschlag von 40% gegenüber dem FiT von 11,00 Euro-Cent/kWh für Großanlagen); ebenso wurde der **erste Offshore-Windpark** mit 30 MW Leistung (der allerdings nur 100 Meter vor der Küste von Tarent errichtet werden soll) mit 16,17 Euro-Cent/kWh bezuschlagt (gegenüber dem FiT von 16,50 Euro-Cent/kWh).

Zusätzlich gibt es in Italien eine große Zahl von **regionalen Förderprogrammen**, bei denen im Einzelfall geprüft werden muss, ob das jeweilige Projekt eine solche Förderung in Anspruch nehmen kann und ob damit die Teilnahme an den oben beschriebenen Modellen ausgeschlossen wird oder nicht.

Die Kosten der Förderung von EE werden einerseits vom Stromkonsumenten getragen, andererseits vom Produzenten, der an die GSE kapazitätsabhängige Management Fees zu entrichten hat. Diese liegen zwischen EUR 600 und EUR 900/MW installierter Leistung pro Jahr.

² Beispielsweise gab es im Conto Energia III Anfang 2011 für Freilandanlagen mit 1 bis 5 MWp Leistung einen FiT von 35,10 Euro-Cent/kWh über 20 Jahre.

³ Die GSE ist eine Art Ökostrom- und Förderungsabwicklungs-Agentur.

Für das Jahr 2017 gelten daher folgende Tarife für Grünstrom:

Ressource:	Tarif 2017 (Euro-Cent/ kWh)
WIND	
Onshore-Wind	
1 bis 20 kW	25,00
20 bis 60 kW	19,00
60 bis 200 kW	16,00
200 bis 1.000 kW	14,00
1 bis 5 MW	13,00
> 5 MW	11,00 bzw. pay-as-bid
Offshore-Wind	
> 5 MW	16,50 bzw. pay-as-bid
PHOTOVOLTAIK	
bis 100 kWp, garantierter Mindestpreis	3,90
bis 100 kWp, zonaler Stundenpreis	5,02 - 9,54 *

* Werte für Jänner 2017

EINSCHÄTZUNG

In Italien konnten sich EE bisher recht gut entwickeln, aber seit dem Auslaufen der hohen Tarifförderungen war ein starker Rückgang der Investitionstätigkeit festzustellen. Die Branche beklagt mangelnde Transparenz bei Ausschreibungen sowie den bürokratischen Aufwand bei der Projektentwicklung und fordert eine Vereinfachung der Antrags- und Genehmigungsverfahren. Das gilt auch für Repowering, das in Italien ein immer größeres Thema wird.

Die jetzt in Angriff genommenen Auktionen können dem Markt neue Impulse geben; für **Photovoltaik (PV)** sind allerdings zumindest im Jahr 2017 keine Versteigerungen geplant.

Als Rückschlag wird auch die Entscheidung des italienischen Verfassungsgerichts vom 24. Jänner 2017 gewertet, die eine rückwirkende Reduktion von Tarifen, die unter den Fördersystemen »Conto Energia« gewährt wurden, als zulässig erklärt. Das Vertrauen von Investoren wird dadurch natürlich nicht gestärkt.

Rechtlicher Aspekt

Nachdem Italien in den letzten Jahren vor allem auch aufgrund vorteilhafter Einspeiseregulungen ein attraktiver Markt für Investitionen in EE war, muss man aufpassen, dass der erreichte Stand nicht durch kurzfristige finanzielle Überlegungen und bürokratische Hürden wieder zerstört wird. Insbesondere seitens internationaler Konzerne lassen sich mittlerweile deutliche Tendenzen zur schrittweisen Reduzierung oder gar Aufgabe der italienischen Investitionen beobachten.

Niederlande



Währung:	Euro (EUR)
Fläche:	41.543 km ²
Bevölkerung in Mio.:	17,1
BIP in EUR Mrd.:	709
BIP in EUR pro Kopf:	41.535
Reales BIP-Wachstum in %:	1,6
Inflationsrate (VPI) in %:	0,9
Öffentlicher Schuldenstand in % BIP:	61,8
Arbeitslosenrate in %:	6,5

Quelle: Prognose 2017, IMF 10/2016.

NATIONALE ZIELE

Die Niederlande gelten als rohstoffarmes Land, mit einer Ausnahme: Erdgas. Hinter Norwegen sind die Niederlande der größte europäische Erdgasproduzent, eine Situation, die natürlich auch auf den Energiemix großen Einfluss hat. Rund die Hälfte des erzeugten Stroms kommt aus Gaskraftwerken, Kohle trägt noch immer fast 30% bei. Dann erst kommt Erneuerbare Energie (EE), hier vor allem Wind und Biomasse (die allerdings zum Teil in Kohlekraftwerken mitverfeuert wird). Das einzige, veraltete Atomkraftwerk in Borssele im Südwesten des Landes steuert mit nur einem Reaktor (515MW) rund 4% der Stromproduktion bei.

Im Nationalen Aktionsplan (NAP) haben sich die Niederlande verpflichtet, den Anteil des Brutto-Energieverbrauchs aus EE von sehr niedrigen 2,4% im Jahr 2005 auf 14% im Jahr 2020 zu steigern; der Anteil bei Elektrizität soll bei 37% liegen.

Die niederländische Regierung hat das Ziel inzwischen auf 16% für 2023 angehoben, allerdings sind die Niederlande eines der Länder, die derzeit noch am weitesten von der ursprünglichen NAP-Zielerreichung entfernt sind.

Windkraft soll im Land der Windmühlen laut NAP im Jahr 2020 mit einer Kapazität von 6.000MW und 5.178MW Offshore vertreten sein. Obwohl die Ausbauraten zuletzt zugenommen und 2016 mit 887MW einen Rekordwert erreicht haben (die Niederlande waren damit das EU-Land mit dem drittgrößten Zuwachs nach Deutschland und Frankreich), waren trotzdem mit Ende 2016 erst 4.328MW installiert (davon 1.118MW Offshore). Die Schätzungen der WindEurope liegen folglich auch ausnahmsweise unter den NAP-Zielen, erscheinen aber pessimistisch: Für 2020 sieht man dort nur 5.400MW (davon 1.400MW Offshore), für das Jahr 2030 12.567MW (davon 6.500MW Offshore).

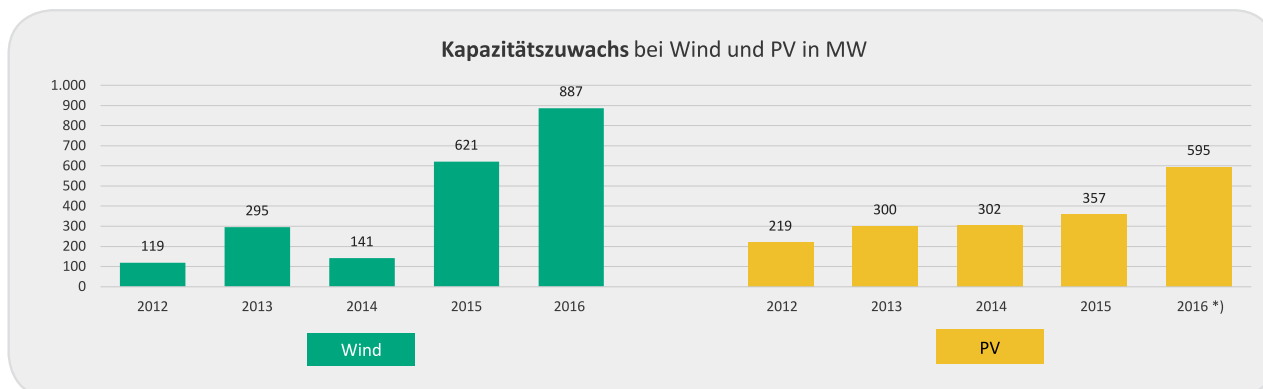
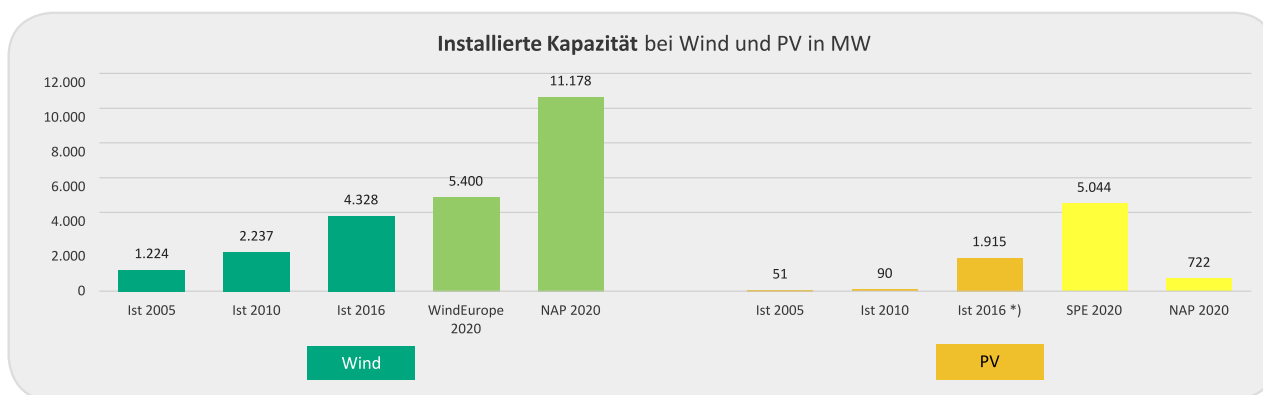
Dem Ausbau auf See gilt auch die Aufmerksamkeit der Regierung; zuletzt wurden fünf Zonen nahe der Zwölf-Meilen-Grenze vor der Küste definiert, in denen jährlich 700 MW nach Ausschreibungen realisiert werden sollen. 2015 wurden bereits 700 MW ausgeschrieben, 2016 waren es 680 MW; die fehlenden 20 werden im vierten Quartal 2017 folgen. Schon im dritten Quartal 2017 kommen die nächsten 700 MW zur Ausschreibung.

Winddaten und andere Planungsgrundlagen werden vom Energieministerium zur Verfügung gestellt. Den schwierigen Teil der Netzeinspeisung übernimmt für alle Standorte der staatliche Übertragungsnetzbetreiber TenneT.

Photovoltaik (PV) konnte sich zuletzt gut entwickeln und den NAP, der für das Jahr 2020 Installationen von 722 MW vorsieht, mit den rund 1.915 MW, die Ende 2016 am Netz waren, schon deutlich übertreffen. In den Niederlanden ist eine extreme Konzentration der Anlagengröße im Bereich Residential/Commercial (das sind Anlagen bis zu 10 kWp bzw. bis zu 250 kWp) festzustellen – mehr als 80 % der Kapazität fallen in diese beiden Kategorien. Die Prognose der Solar Power Europe (SPE) erscheint auch angesichts steigender Zuwachsraten mit 5.044 MW für das Jahr 2020 extrem optimistisch.

Alle Kraftwerksbetreiber haben das Recht auf einen **Netzzugang**, allerdings ohne explizite Priorität für EE-Anlagen, das gilt auch für die Netznutzung.

Für die beiden Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand bei Kapazität und Zubau (in MW):



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

TARIFSYSTEM

EE wird in den Niederlanden durch verschiedene Incentives gefördert. Diese beinhalten Net-Metering für kleine Haushaltsanlagen, Steuererleichterungen und geförderte Kredite. Das für größere Anlagen wesentliche Förderinstrument ist jedoch eine Art von Prämientarif (Feed-in-Premium; FiP). Das System nennt sich SDE+ (Stimulering Duurzame Energieproductie/ Förderung erneuerbarer Energieproduktion) und besteht aus einer Förderung, die zunächst die **Differenz** zwischen dem zugesprochenen **Tarif** und einem **vorläufigen Marktpreis** ersetzt. Nach Feststehen der Jahreseinspeisung wird der vorläufige durch den tatsächlich erzielbaren Marktpreis (durchschnittlicher day-ahead-price für das jeweilige Kalenderjahr) ersetzt. Organisiert wird das Fördersystem SDE+ durch die »Niederländische Unternehmens-Agentur« (Rijksdienst voor Ondernemend Nederland/ RVO), die dem Wirtschaftsministerium angegliedert ist. Zielgruppe für SDE+ sollen Unternehmen, Institutionen und Non-Profit-Organisationen sein. Private Produzenten von EE werden für SDE+ nicht zugelassen.

Zuletzt gab es jeweils zwei Vergaberunden für verschiedene Technologien. Jede Runde wird in mehreren Phasen (mit jeweils einer Woche Abstand) abgewickelt. Für manche Technologien steigen die Höchsttarife von Phase zu Phase an, da jede Vergaberunde aber ein gedeckeltes Budget hat, kann es sein, dass für die höherpreisigen Phasen keine Budgetmittel mehr verfügbar sind. Somit werden kompetitive Projekte, die womöglich weniger als den Höchsttarif verlangen, bevorzugt.

Die Kosten für das SDE+ Programm werden aus dem allgemeinen Budget getragen.



Für **Windenergie** gibt es ab 7. März 2017 eine dreiphasige Vergaberunde in den Kategorien Wind an Land, Wind auf Deichen und –

eine weitere niederländische Spezialform – Wind auf Binnengewässern mit mindesten 1 km² Fläche (wozu auch das IJsselmeer gezählt wird). Die ersten beiden Kategorien werden noch nach Windgeschwindigkeit unterschieden; diese ist in einer vom niederländischen Meteorologischen Institut erstellten Karte für den jeweiligen Standort abzulesen. Die geförderten Volllaststunden sind mit dem P50-Wert aus dem Windgutachten der jeweiligen Anlage begrenzt. Als vorläufiger Marktpreis werden 2,80 Euro-Cent/kWh angesetzt, die Förderdauer beträgt 15 Jahre.

Für Windkraftanlagen an Land sind die Höchsttarife in allen Phasen gleich und reichen von 6,40 Euro-Cent/kWh bei einer Windgeschwindigkeit von acht und mehr m/s bis zu 8,50 Euro-Cent/kWh für Standorte mit unter sieben m/s.

Windkraftanlagen auf Deichen können Höchsttarife von 6,90 Euro-Cent/kWh bis 9,10 Euro-Cent/kWh erzielen, für Wind auf Binnengewässern gibt es in der ersten Phase 9,00 Euro-Cent/kWh, in der zweiten und dritten Phase 10,40 Euro-Cent/kWh.

Echte Offshore-Windkraftanlagen werden im Rahmen von Ausschreibungen nach dem pay-as-bid-Prinzip vergeben.



Auch für **Photovoltaik (PV)** beginnt am 7. März 2017 die nächste, dreiphasige Vergaberunde. Es gibt hier nur die Kategorie größer als 15 kWp, diese Anlagen müssen jedoch über einen Netzanschluss von mindestens 3*80 Ampere verfügen. Bewerber für Anlagen mit über 500 kW müssen überdies eine Machbarkeitsstudie vorlegen.

Hier steigen die Höchsttarife markant an; in Phase 1 können höchstens 9,00 Euro-Cent/kWh lukriert werden, in Phase 2 bereits 11,00 Euro-Cent/kWh

und eine Woche später – sofern es noch Budgetmittel gibt – sogar 12,50 Euro-Cent/kWh. Es werden höchstens 950 Volllaststunden/Jahr über einen Zeitraum von 15 Jahren gefördert. Als vorläufiger Marktpreis gelten hier 3,30 Euro-Cent/kWh.

Für neue Anlagen gelten daher in der ersten Vergaberunde 2017 folgende Höchsttarife:

Ressource:	Höchsttarif 2017 (Euro-Cent/kWh)
WIND	
(größenunabhängig)	
Onshore, Windgeschwindigkeit	
8,0 m/s	6,40
8,0 m/s	7,00
8,0 m/s	7,50
7,0 m/s	8,50
Wind auf Deichen, Windgeschwindigkeit	
≥ 8,0 m/s	6,90
≥ 7,5 und ≤ 8,0 m/s	7,50
≥ 7,5 und ≤ 8,0 m/s	8,00
< 7,0 m/s (Phase 1)	9,00
< 7,0 m/s (Phase 2 und 3)	9,10
Wind auf Binnengewässern	
Phase 1	9,00
Phase 2 und 3	10,40
Offshore	pay as bid
PHOTOVOLTAIK	
Photovoltaik, ≥ 15 kWp	
Phase 1	9,00
Phase 2	11,00
Phase 3	12,50

EINSCHÄTZUNG

Auch wenn das Bekenntnis zur Reduktion des fossilen Anteils am Energiemix immer wieder betont wird, bedeutet das nicht, dass man sich in den Niederlanden kompromisslos auf den Ausbau von EE konzentriert. Neben der großen Erdgasförderung im Land, die sicher nicht zu Gunsten von EE aufgegeben wird, beschäftigt man sich auch mit der CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage). Im Rahmen eines Pilotprojekts namens »Rotterdam Capture and Storage Demonstration Project« (ROAD) wird daran gearbeitet, bis zu 1,1 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr aus konventionellen Kraftwerken zu absorbieren und in ehemaligen Gasfeldern unter der Nordsee endzulagern.

Immer wieder kommt auch das Thema Kernkraft auf die Tagesordnung; konkret gibt es hier aber keine Initiative, anders als bei der fix geplanten Schließung von Kohlekraftwerken.

Aufgrund der Notwendigkeit, zur NAP-Zielerreichung noch weitere Impulse zu setzen, ergibt sich – zusammen mit dem stabilen volkswirtschaftlichen Umfeld – ein durchaus positives Umfeld für Investitionen in EE.

Rechtlicher Aspekt

In den Niederlanden wird durch Steuern, Förderungen und Unterstützungen bei der Forschung versucht, die Weiterentwicklung von EE voranzutreiben. Einerseits sollen durch Steuerbefreiungen kurzfristige Investitionen gefördert werden, andererseits werden für Forschungsprojekte die gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen; dieses Gesamtpaket wirkt stabil und überlegt.

Polen



Währung:	Zloty (PLN)
Wechselkurs EUR:PLN im Jänner 2017	4,3671
Fläche:	312.685 km ²
Bevölkerung in Mio.:	37,96
BIP in EUR Mrd.:	439,7
BIP in EUR pro Kopf:	11.584
Reales BIP-Wachstum in %:	3,4
Inflationsrate (VPI) in %:	1,1
Öffentlicher Schuldenstand in % BIP:	53,2
Arbeitslosenrate in %:	6,2

Quelle: Prognose 2017, IMF 10/2016.

NATIONALE ZIELE

In Polen soll der Anteil von Erneuerbaren Energien (EE) am Gesamtenergieverbrauch laut dem Nationalen Aktionsplan (NAP) von 7,2% im Jahr 2005 auf 15% im Jahr 2020 angehoben werden. Es handelt sich dabei um ein Minimalziel, die im NAP angeführten Berechnungen sehen einen tatsächlichen Anteil von 15,5% vor. Der Fokus liegt hier klar auf Windkraft, die als die EE-Quelle mit dem größten Potenzial gesehen wird, dicht gefolgt von Biomasse-Anlagen, während weder von Wasserkraft noch von Photovoltaik (PV) nennenswerte Impulse erwartet werden.

Mit einem Anteil von rund 45% am Bruttoenergieverbrauch und rund 80% an der Stromproduktion spielt die im Land reichlich vorhandene Stein- und Braunkohle traditionell eine dominante Rolle. Im Gegensatz zu der bisherigen, eher EE-freundlichen Politik hat die seit November 2015 amtierende nationalkonservative Regierung jedoch deutlich gemacht, dass sie die Energiezukunft in Polen nach wie vor bei Kohle, aber auch wieder bei Kernkraft sieht. Im Bereich EE will man sich scheinbar auf Offshore-Windanlagen konzentrieren, die sich jedoch erst im Planungsstadium befinden.

Im Bereich **Wind** nennt der NAP im Jahr 2020 Zielkapazitäten von insgesamt 6.650 MW, davon 5.600 MW Onshore, 500 MW Offshore sowie 550 MW im Bereich von Kleinwindanlagen. Zwar wurde auch im Jahr 2016 – vor allem wegen der weiter unten beschriebenen Gesetzesänderung – investiert, aber mit 682 MW deutlich weniger als im Jahr 2015, als Polen noch hinter Deutschland den größten Zubau zu verzeichnen hatte. Ende 2016 waren somit 5.782 MW am Netz und das NAP-Ziel ist greifbar nahe.

Das rechtliche Umfeld hat sich allerdings zuletzt negativ verändert. Durch die Verabschiedung des Gesetzes über Investitionen in

Windkraftanlagen im Juli 2016 sind für Windkraft an Land nachteilige Rahmenbedingungen geschaffen worden (siehe auch »Einschätzung« weiter unten).

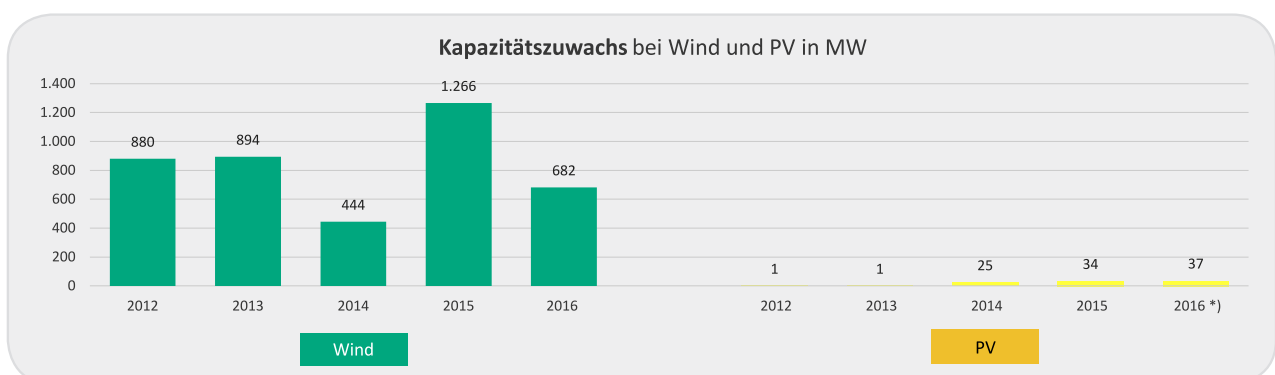
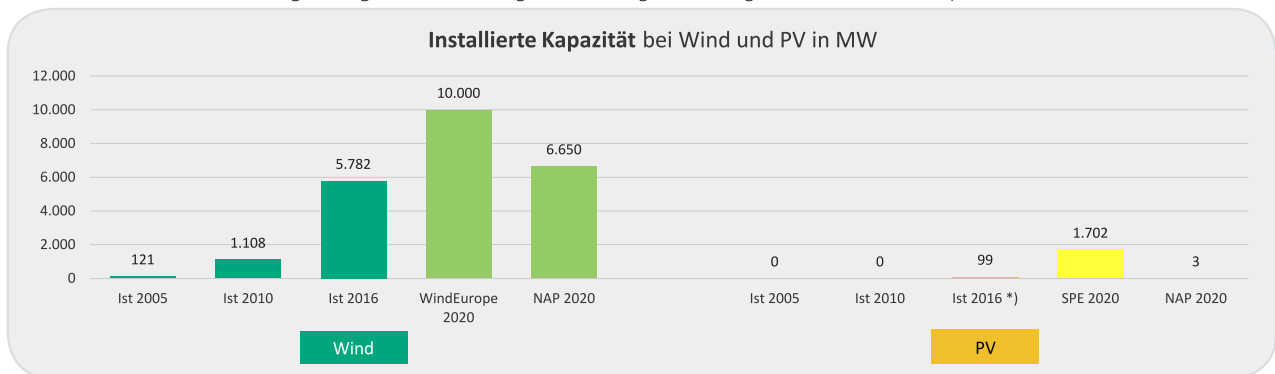
Die Potenzialschätzung der WindEurope liegt für 2020 bei Installationen von 10.000 MW; für 2030 bei 13.150 MW.

Ein Schattendasein führt **Photovoltaik (PV)** im NAP, für das Jahr 2020 waren gerade einmal 3 MWp vorgesehen. Tatsächlich konnte sich PV jahrelang wegen der technologie-unabhängigen Förderung, die die damals relativ hohen Investitionskosten nicht berücksichtigte, überhaupt nicht entwickeln. Erst in den letzten Jahren ist der Markt erwacht, vor allem durch das geänderte Förderumfeld. So konnte die offiziell installierte Kapazität von rund 2 MWp Ende 2013 auf rund 99 MWp Ende 2016 vervielfacht werden.

In absoluten Zahlen bleibt PV jedoch weitgehend unbedeutend. Die bestehenden PV-Anlagen liegen zu rund 90 % im Bereich von 250 kWp bis 1.000 kWp; größere Installationen (»Utility Scale«) gibt es nur wenige, und auch Neuinstallationen sind fast ausschließlich im Bereich kleinerer gebäudeintegrierter bzw. Aufdach-Anlagen zu finden. Großen Optimismus zeigt die SPE mit einer Schätzung von 1.702 MWp für das Jahr 2020.

Netzbetreiber müssen EE auf nichtdiskriminierender Basis den **Netzzugang** gewähren und Strom aus EE mit Priorität durch das Netz leiten. Die Netzanschlussgebühren sind vom Stromproduzenten zu tragen, für kleinere Anlagen gibt es Ermäßigungen. Es besteht kein Rechtsanspruch auf eine Erweiterung des Netzes, die Kosten für einen etwaigen Netzausbau sind mit dem Netzbetreiber zu verhandeln.

Für die beiden Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand bei Kapazität und Zubau (in MW):



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

TARIFSYSTEM

In Polen hat es bis Mai 2015 kein eigenes EE-Gesetz (EEG) gegeben; alle Regelungen wurden aus dem allgemeinen Energiegesetz aus dem Jahr 1997 abgeleitet. Die Tarifförderung erfolgte über ein **Mischsystem**, bei dem der Energieproduzent den produzierten Strom zu einem vom polnischen Regulator URE jährlich festgelegten **Energiepreis** verkaufen konnte; zusätzlich konnten Erlöse aus dem Verkauf von Grünzertifikaten (GC) erzielt werden.

Dieses System ist nun durch das im lange erwarteten neuen EEG geregelte Auktionsverfahren ersetzt worden. Für bestehende, genehmigte Anlagen gilt jedoch weiterhin parallel das System der GC, das spätestens im Jahr 2035 auslaufen wird (Details dazu weiter unten).

Das neue EEG ist zwar bereits im Mai 2015 in Kraft getreten, die Umsetzung in Form einer **Auktion** erfolgte jedoch erstmals Ende 2016. Bis dahin gab es immer wieder Einwände und Bedenken betreffend die Vereinbarkeit des Systems mit EU-Recht.

Das Gesetz sieht vor, dass Grünstromproduzenten Kontingente im Rahmen von Auktionen ersteigern können. Die Differenz zwischen dem erzielten Marktpreis und dem Auktionspreis (der **wertgesichert** ist) wird über einen Zeitraum von **15 Jahren** erstattet; sollte der Marktpreis allerdings nachhaltig höher sein, muss der Betreiber die positive Differenz zurückzahlen. Das Ziel des neuen Gesetzes ist vor allem, verschiedene Technologien gezielt zu fördern und die Preisstabilität zu erhöhen, womit Unsicherheiten sowohl für Investoren als auch für Verbraucher minimiert werden.

Das neue Fördersystem ist – wie auch das alte Quotensystem – zeitlich beschränkt und läuft im Jahr 2035 aus (Ausnahme: Offshore-Windparks, die bis zum 31. Dezember 2040 gefördert werden).

Auktionen finden mindestens einmal pro Jahr statt und werden über eine von der URE (der polnischen Regulierungsbehörde) betriebene Online-Plattform abgewickelt. Die Ankündigung einer Auktion muss mindestens 30 Tage vor Beginn erfolgen und alle Details wie Datum und Uhrzeit des Auktionsbeginns, das Auktionsende, die maximale Menge sowie den maximalen Preis der Energie, die in der Ausschreibung verkauft werden kann, beinhalten. Letzterer wird über den sogenannten Referenzpreis bestimmt, der nach zum Zeitpunkt der Drucklegung vorliegenden Informationen für 2017 je nach Technologie und ausgeschriebener Kapazität zwischen 350 PLN/MWh oder rund 8,01 Euro-Cent/kWh (Wind über 1 MW) und 450 PLN/MWh oder rund 10,30 Euro-Cent/kWh (für PV unter 1 MWp) liegt; Angebote, die über diesem Preis liegen, werden ausgeschieden. Ausgeschriebene Mengen können geteilt werden, das heißt, wenn der Bestbieter nicht die ganze Menge zur Verfügung stellen kann, kommt der nächstfolgende Bieter mit der Restmenge zum Zug.

In **verschiedenen Körben** wird es Ausschreibungen für Neuanlagen, bestehende Anlagen, Anlagen unter 1 MW Leistung (für die 25% der ausgeschriebenen Menge reserviert werden) und Anlagen mit unter 3.500 Betriebsstunden pro Jahr (in dieses Segment fallen vor allem PV- und Windanlagen) geben. Zudem soll es Ausschreibungen für bestehende Anlagen geben, um den Umstieg vom Quotensystem in das neue Regime zu ermöglichen. Ein enger Zeitplan soll sicherstellen, dass der Gewinner der Auktion auch tatsächlich aktiv wird. Die Produktion von EE muss innerhalb von 24 (PV) bzw. 72 Monaten (Wind) beginnen; für andere EE-Quellen gilt eine Frist von 48 Monaten, jeweils ab Verlautbarung des Auktionsergebnisses.

Eine Auktion gilt dann als eröffnet, wenn zumindest drei gültige Angebote abgegeben worden sind. Für jedes Projekt darf nur ein Angebot abgegeben werden.

Alle Auktionsteilnehmer müssen bestimmte Voraussetzungen erbringen, um als vorqualifizierte Bieter überhaupt zur Auktion zugelassen zu werden. Um diesen Status zu erhalten, müssen unter anderem eine Baubewilligung, eine Zusage zum Netzanschluss, ein Nachweis über die finanzielle Kraft des Bieters sowie ein schlüssiger Finanzierungs- und Businessplan vorgelegt werden.

Tatsächlich wurde die erste Auktion unter dem neuen System am 30. Dezember 2016 über die Online-Plattform der URE durchgeführt; dabei wurden vier Hauptkörbe ausgeschrieben:

Der erste, zweite und vierte Korb bezog sich dabei auf Biogas- und Biomasse-Anlagen verschiedener Größe und Emissionswerte. Die studienrelevanten Technologien Wind und PV konnten lediglich im Korb 3 mit der Bezeichnung AZ/3/2016 für neue Anlagen bis 1 MW im Bereich PV, Windkraft und Wasserkraft bedient werden. Die ausgeschriebene Energiemenge war mit 1.575.000 MWh, die maximale Vergütungssumme mit PLN 744 Mio. (rund EUR 170,4 Mio.) limitiert.

Das Ergebnis dieser Auktion brachte für über 40 Projekte den Zuschlag, davon 17 Projekte von Solar Polska New Energy (PV), 13 von Energy Invest Group (neun Wind-, vier PV-Projekte), fünf Installationen von Geopol (PV) sowie weitere Anlagen von kleineren polnischen Bietern. Der Minimalpreis lag bei 253,50 PLN/MWh (rund 5,80 Euro-Cent/kWh) der höchste zugesprochene Preis war 408,80 PLN/MWh (rund 9,36 Euro-Cent/kWh).

Während die zu versteigernde Energiemenge mit 1.567.288 MWh praktisch ausgeschöpft wurde, beträgt der Gesamtwert mit rund PLN 554 Mio. (rund EUR 126,9 Mio.) deutlich weniger als die maximale in Aussicht genommene Vergütungssumme von PLN 744 Mio. – ein klarer Beweis für die volkswirtschaftliche Effizienz des Auktionssystems.

Im Jahr 2017 plant das Energieministerium wieder verschiedene Auktionen für landwirtschaftliche Biogasanlagen, Deponiegasanlagen, Biogasanlagen an Wasserkläranlagen, Biomasseanlagen, Kleinwasseranlagen sowie PV-Anlagen bis 1 MWp (bis zu einer Gesamtkapazität von 300 MWp) und Windkraftanlagen über 1 MW (bis zu insgesamt 150 MW).

Zum Zeitpunkt der Drucklegung gab es weder zum Zeitplan noch zu auszuschreibenden Kapazitäten für diese Bieterverfahren konkretere Informationen.

Da das **bisherige Quotensystem** noch parallel gilt, werden hier die Grundzüge kurz dargestellt:

Grünstromproduzenten werden in diesem Quotensystem GC zugewiesen und zwar unabhängig von der eingesetzten Technologie 1 GC/MWh. Diese Zertifikate werden an der **polnischen Energiebörse TGE** gehandelt. Zusätzlich erhält der Stromproduzent den Marktpreis oder den vom polnischen Regulator URE neuerdings quartalsweise festgelegten Energiepreis, der sich wiederum am Strommarkt der letzten Monate orientiert. Seit Jänner 2017 beträgt dieser Energiepreis PLN 171,52 für 1 MWh (rund 3,93 Euro-Cent/kWh).

Die Nachfrage nach GC wird dadurch generiert, dass Marktteilnehmer (Energieförderer, Großindustrie, Broker) einen Anteil an aus EE nachweislich produziertem Strom durch Vorlage von GC bei der URE nachweisen müssen. Dieser Anteil (»Quote«) sollte ursprünglich jährlich um 1 %-Punkt angehoben werden, wurde aber zeitweise eingefroren und liegt für 2017 bei 16%. Nicht zuletzt durch das Miteinbeziehen von Co-Firing-Anlagen entstand ab dem Jahr 2013 ein Überangebot von GC, das für einen **kontinuierlichen Preisverfall** mitverantwortlich ist.

Während im Jahre 2015 noch rund 160 PLN/Zertifikat (rund 3,66 Euro-Cent/kWh) Erlöst werden konnten, fiel der Preis im Mai 2016 erstmals unter die 100-PLN-Grenze und liegt aktuell (Jänner 2017) nur mehr bei rund PLN 38 (rund 0,87 Euro-Cent/kWh) pro Zertifikat. Insgesamt konnte man somit im Jänner 2017 mit rund 210 PLN/MWh erzeugtem Grünstrom (rund 4,80 Euro-Cent/kWh) rechnen.

Neben der Preisvolatilität war einer der wesentlichen Nachteile dieses Systems, dass sich durch den technologieneutralen Zuteilungsschlüssel PV nur marginal entwickeln konnte, da die technologiespezifisch unterschiedlich hohen Investitionskosten pro Kapazitätseinheit nicht berücksichtigt wurden.

Anders als etwa in Rumänien gibt es für GC kein Preisband mit Ober- oder Untergrenzen. Eine De-facto-Obergrenze stellt allerdings die Kompensationsgebühr in der Höhe von PLN 303,03 MWh (rund 6,94 Euro-Cent/kWh) dar, die zu entrichten ist, wenn von einem Marktteilnehmer nicht ausreichend GC vorgelegt werden können.

Neben dem Börsehandel sind in der Praxis aber auch langfristige Verträge (zehn bis 15 Jahre) mit Stromhändlern – sogenannte Certificate Purchase Agreements (CPA), und Power Purchase Agreements (PPAs) weit verbreitet und oft die Grundlage für die Finanzierung durch Banken.

Für 2017 ergibt sich in Polen folgende Vergütungssituation für Grünstrom:

Ressource:	Marktpreis (geschätzt) für GC 2017 (Euro-Cent/kWh)	Energiepreis* 2017 (Euro-Cent/kWh)	Gesamtpreis (geschätzt) 2017 (Euro-Cent/kWh)
WIND			
bestehende Anlagen	0,87	3,93	4,80
Neuanlagen, Auktionssystem	---	---	pay as bid
PHOTOVOLTAIK			
bestehende Anlagen	0,87	3,93	4,80
Neuanlagen, Auktionssystem	---	---	pay as bid

* Gilt bis 31.3.2017; neuer Energiepreis wird per Verordnung von URE quartalsweise neu festgelegt.

EINSCHÄTZUNG

Nach wie vor stützt sich die Energiegewinnung und die Stromerzeugung in Polen überwiegend auf Kohle. Damit ist zwar eine relativ geringe Importabhängigkeit gegeben, die meisten Kohlegruben sind jedoch defizitär und nahe dem Bankrott. Während in polnischen Städten immer öfter Smogalarm herrscht, kommt die Schließung der unrentablen Bergwerke aus politischen Gründen nicht in Frage. Da die Weiterführung nur durch Preisstützungen für die Kohle, die dann weiterhin in konventionellen Kraftwerken verfeuert wird, ermöglicht wird, gerät die polnische Regierung zunehmend unter Druck. Sowohl die Stützung der Kohleindustrie als auch der Ausbau von EE wirken sich erhöhend auf den Endverbraucherpreis für Strom aus. Die Lösung sehen manche im Einstieg in die Atomenergie. Über einen Bau von zwei Kernkraftwerken mit einer Kapazität von gemeinsam 6 GW in der Endausbaustufe wird seit Jahren diskutiert, mit einer Fertigstellung ist – wenn überhaupt – nicht vor dem Jahr 2025 zu rechnen.¹

Die endlich erfolgte **Einführung des Auktions-systems** soll letztlich die Kosten für die Stromerzeugung aus EE senken. Nach Berechnungen des Wirtschaftsministeriums wird das neue System mittelfristig zu einer Halbierung des Aufwands für Förderungen führen, das Ergebnis der ersten Auktion zeigt ja auch schon in diese Richtung.

Noch ist es zu früh, die Wirksamkeit des Auktionssystems umfassend zu beurteilen. Grundsätzlich bringen solche Systeme für Investoren und Projektbetreiber im Vorfeld höhere Risiken, da bereits im Rahmen der Vorqualifizierung erhebliche Investitionen in Planung und Bewilligung getätigt werden müssen und die Realisierung des Projekts bis zur Veröffentlichung

des Auktionsergebnisses ungewiss bleibt. Dass hier letztlich größere, finanziell besser ausgestattete Entwickler und Betreiber stärker zum Zug kommen, ist abzusehen. Nach Erhalt des Zuschlags steigt allerdings die Investitionssicherheit durch die über 15 Jahre marktunabhängig gleichbleibende Vergütung sprunghaft an.

Positiv sind die weiterhin robuste polnische Wirtschaft sowie das Bekenntnis zum Ausbau der Infrastruktur im Energiebereich (vor allem der veralteten Übertragungsanlagen und Netze) zu werten. Bis zur Umsetzung dieser Maßnahmen ist allerdings vor Projektbeginn genau zu prüfen, ob ein Netzzugang mit der geplanten Einspeisemenge überhaupt möglich ist.

Die Chancen für **Photovoltaik (PV)** haben sich mit dem Auktionssystem jedenfalls deutlich verbessert.

Ein **für Windkraft negatives Signal** ist jedoch die Verabschiedung des Gesetzes über Investitionen in Windkraftanlagen am 15. Juli 2016. Hintergrund ist das Bestreben der Regierung, einen höheren Schutz der Bürger und der Umwelt sowie eine Verbesserung gesellschaftlicher Akzeptanz der Investitionen in Windkraft zu erreichen. Dieses Gesetz bringt in der Praxis eine wesentliche Verschärfung der Rahmenbedingungen für die Planung neuer Windanlagen.

So wird der zulässige Mindestabstand zu Wohn- und Naturschutzgebieten, aber auch zu Wäldern, den neugebauten Windparks künftig einhalten müssen, mit der zehnfachen Höhe des Windparks über Grund (gerechnet von der höchsten Stellung des Rotorblatts) festgelegt. Diese Regelung wird von Experten als extrem restriktiv bezeichnet; nach deren Berechnungen stünde dann nur mehr rund 1 % der Fläche des großen Landes für den Bau

¹ Polen verfügt – ähnlich wie Österreich – über ein nahezu fertig gebautes Kernkraftwerk in Żarnowiec (Pommern). Der Bau wurde 1972 begonnen, aber das Projekt wurde – nach massiven Bürgerprotesten – im Jahr 1990 abgebrochen.

von Windanlagen zur Verfügung. In der Praxis führt das zu bedeutenden Abschreibungen für Projekte, die den langen Weg zur Erlangung aller Bescheide und Genehmigungen (darunter ein aufwändiger Umweltbescheid, Sicherung des Netzanschlusses, Zustimmung zum Ausschluss der Grundstücke aus der landwirtschaftlichen Produktion, Abstimmungen mit den zuständigen Behörden der zivilen und militärischen Luftfahrt wegen der Markierung einzelner Windkraftanlagen, Abstimmungen mit dem zuständigen Straßenverwalter etc.) bereits größtenteils und kostspielig durchlaufen haben und nun nicht realisiert werden können.

Auch nach Inkrafttreten des Gesetzes ist die Berechnung der Immobiliensteuer in der Höhe von 2% p. a. für Windparks noch immer unklar. Die Frage, ob sich die Steuer auf den Wert der gesamten Anlage (inklusive Turbine und Rotor) bezieht oder nur auf die baulichen Teile, das heißt auf Fundamente und Mast, die nur etwa 30% der Gesamtinvestition ausmachen, ist offen und muss scheinbar ausjudiziert werden. Zusätzlich wurden noch Regelungen erlassen, die einer alle zwei Jahre zu erneuernden Betriebsgenehmigung nahekommen. Letzten Endes kann es hier zu wesentlich erhöhten Betriebskosten kommen.

Schließlich wurden noch die **attraktiven Einspeisepreise** für Klein- und Mikro-Installationen **gekappt**. Betreiber von Anlagen bis 10 kWp bekommen jetzt keinen Feed-in-Tariff (FiT) mehr, sondern es gilt das sogenannte Nachlass-System, wonach Prosumenten² die Differenz zwischen dem ins Netz eingespeisten und dem entnommenen Strom abrechnen können.

In Summe entsteht ein durchwachsendes Bild mit an sich guten Voraussetzungen für Investitionen in EE, das aber durch den aktuellen Regierungskurs deutlich getrübt wird.

Rechtlicher Aspekt

Der Anschluss von EE-Quellen an das Netz wird grundsätzlich gesetzlich priorisiert. Auch sonst sind gesetzlich Steuerbegünstigungen für Elektrizität in Form von EE vorgesehen. Die Entwicklung der rechtlichen Lage für EE ist aber nur schwer zu deuten, umfassende Neuerungen sind kurzfristig nicht absehbar.

² Dieses Kunstwort bezeichnet private Haushalte (Konsumenten), die überschüssigen Strom in das Netz einspeisen (und damit gleichzeitig als Produzenten gelten).



Spanien



Währung:	Euro (EUR)
Fläche:	505.990 km ²
Bevölkerung in Mio.:	46,3
BIP in EUR Mrd.:	1.156
BIP in EUR pro Kopf:	24.966
Reales BIP-Wachstum in %:	2,2
Inflationsrate (VPI) in %:	1,0
Öffentlicher Schuldenstand in % BIP:	100,2
Arbeitslosenrate in %:	18,0

Quelle: Prognose 2017, IMF 10/2016.

NATIONALE ZIELE

Spanien hat in den Jahren seit der Jahrtausendwende zunächst mit Windkraft, ab 2007/2008 auch verstärkt mit dem Aufbau nennenswerter Kapazitäten bei Photovoltaik (PV) eine Vorreiterrolle beim Ausbau Erneuerbarer Energie (EE) eingenommen. Begünstigt durch gute Windverhältnisse und hohe Sonneneinstrahlung hat sich nicht nur die installierte Kapazität gut entwickelt, sondern es ist auch eine regelrechte **EE-Industrie** entstanden. Im Rahmen der **Euro-Schuldenkrise** wurden jedoch aus Budgetgründen harte Einschnitte in das Fördersystem gemacht, wodurch die weitere Entwicklung von EE weitgehend **zum Erliegen** kam.

Nach EE, die im Jahr 2016 rund 41 % der Stromproduktion ausmachten, rangiert Atomkraft mit einem Anteil von rund 22 % an zweiter Stelle. Der Anteil von EE schwankt jedoch stark, da die Stromproduktion durch Wasserkraft, die ihrerseits wiederum rund ein Drittel an der Produktion durch EE hat, ungewöhnlich starken Fluktuationen unterliegt (so konnte Wasserkraft im Jahr 2010 den Spitzenwert von 45,5 TWh liefern, im Jahr 2012 jedoch nur 28,1 TWh, in den folgenden beiden Jahren wieder deutlich über 40 TWh).

Für Spanien sieht der Nationale Aktionsplan (NAP) vor, den Anteil des Brutto-Energieverbrauchs aus EE ausgehend von 8,7 % im Jahr 2005 auf 20 % (Minimum) bis 22,7 % im Jahr 2020 anzuheben. Im Bereich Elektrizität wird das Ziel mit 40 % angegeben. Inzwischen hat man das Ziel für den Anteil der EE am Bruttoenergieverbrauch bis zum Jahr Jahr 2030 mit 27 % präzisiert.

Der NAP sieht für **Windenergie** ehrgeizige Ziele vor: Aufbauend auf einer gesunden Basis von 9.918 MW im Jahr 2005 soll im Jahr 2020 eine Kapazität von 38.000 MW am Netz sein, davon 3.000 MW Offshore.

Tatsächlich wurden bis 2012 jährlich im Durchschnitt 1.840 MW an Kapazität hinzugefügt, seither stagniert der Ausbau allerdings; im Jahr 2015 wurde gar keine neue Windturbine in Betrieb genommen und 2016 wurden 49 MW zugebaut. Ende 2016 sind insgesamt 23.075 MW installiert, davon 5 MW Offshore (eine Turbine, sehr landnahe vor Gran Canaria). Die Erreichung des NAP scheint damit in weite Ferne gerückt, was allerdings nichts daran ändert, dass Spanien im Jahr 2016 unter den in dieser Studie beleuchteten Ländern mit rund 19% nach Irland das **Land mit dem zweithöchsten Wind-Nutzungsgrad¹** in Europa ist und nach Deutschland über die größte installierte Kapazität verfügt.

Die Potenzialschätzung der WindEurope liegt für Spanien unter dem NAP-Ziel: Hier werden 26.005 MW (davon 5 MW Offshore) für das Jahr 2020 und 44.505 MW für 2030 (davon unverändert nur 5 MW Offshore) genannt.

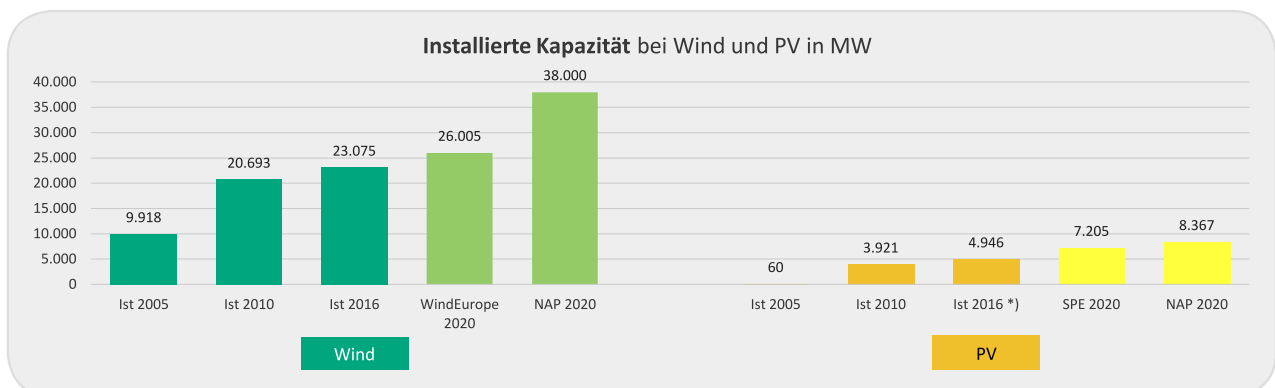
Auch im Bereich **Photovoltaik (PV)** sieht der NAP für Spanien anspruchsvolle Ziele vor. Während anders als bei Windenergie die Ausgangsbasis im Jahr 2005 mit gerade 60 MWp recht

bescheiden war, sollen im Jahr 2020 bereits 8.367 MWp am Netz sein. Tatsächlich hat sich PV zunächst aufgrund attraktiver erzielbarer Renditen sehr gut entwickelt, sodass Ende 2010 bereits 3.921 MWp installiert waren. Ein sehr großer Teil der Kapazität – nämlich fast 75% – entfällt auf große Anlagen mit über 1 MWp Leistung (»Utility Scale«).

Seither hat sich die Ausbaurrate jedoch verlangsamt, und es wurde – ähnlich wie bei Windkraft – in den letzten beiden Jahren sehr wenig investiert. Die vorhandene Kapazität Ende 2016 beträgt rund 4.946 MWp und damit nur 59% des NAP-Ziels für 2020. Der Ausblick der Solar Power Europe (SPE) ist düster und liegt mit einer für 2020 geschätzten Kapazität von 7.205 MWp auch klar unter dem NAP-Ziel.

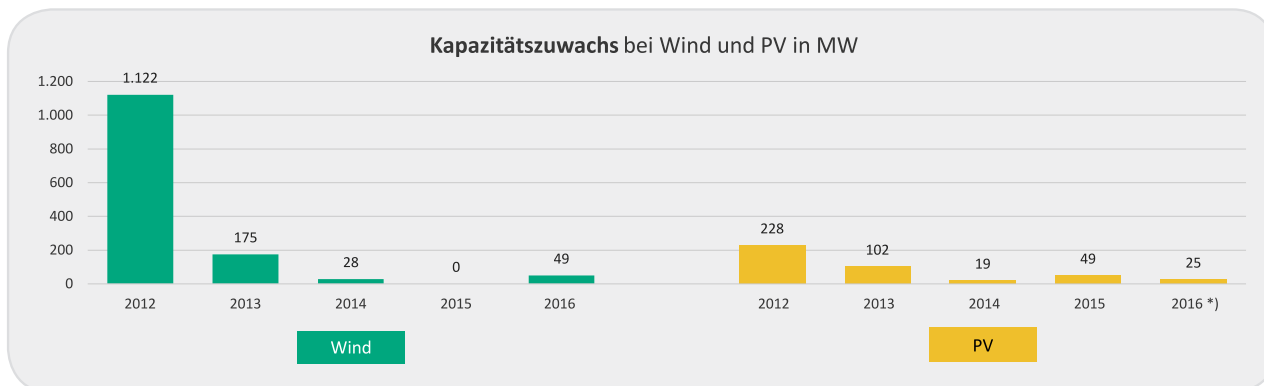
Grünstromerzeuger haben in Spanien Priorität bei **Netzzugang** und -nutzung, sofern die Netzstabilität gewährleistet ist. Sollte eine Netzerweiterung erforderlich sein, muss der Netzbetreiber diese – unter Umständen auch auf seine Rechnung – durchführen.

Für die beiden Technologien ergibt sich somit grafisch dargestellt folgender Stand bei Kapazität und Zubau (in MW):



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

¹ Als Nutzungsgrad wird hier der Anteil der Windenergie an der gesamten Stromproduktion bezeichnet.



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

TARIFSYSTEM

Das Fördersystem, das Spanien zu dem Ausbauboom bei Wind und PV verholfen hat, bestand aus technologieabhängigen Einspeisepreisen (Feed-in-Tariff; FiT) oder Marktprämien. Da die Einspeisepreise vor allem bei PV teilweise extrem hoch waren, es aber kein Kapazitätslimit gegeben hat, geriet das System schnell aus den Fugen. Zunächst wurden die Tarife schlagartig gekürzt (wie man das auch aus anderen Ländern kennt, die vom durch hohe Subventionen ausgelösten PV-Boom überrascht wurden) und 2012 in Folge der Finanzkrise gänzlich eingestellt. Ein neues Auktions-System, das letztlich marktnäher sein sollte, wurde angekündigt, kam aber erst im Jahr 2016 erstmals zur Anwendung.

Das neue Fördersystem sieht **Auktionen** vor, in denen Projektanbieter auf einen Preis bieten, der die Kosten der Anlage sowie eine Rendite, die sich an langfristigen Staatsanleihen orientiert, abdeckt, und zwar über die gesamte technische Nutzungsdauer der Anlage.



Für **Windkraft** wurde im Jänner 2016 erstmals eine Auktion über 500 MW abgewickelt, die jedoch – wohl aufgrund des Rückstaus an Projekten, die krisenbedingt bis dahin nicht umgesetzt wurden und deren Projektkosten schon abgeschrieben waren – damit endete, dass die bezuschlagten Projekte praktisch keine Prämie über den Marktpreis erreichten. Für 2017 ist eine technologieneutrale Auktion über 3.000 MW angekündigt, deren Bedingungen zum Zeitpunkt der Drucklegung allerdings noch nicht veröffentlicht waren, von der Branche aber mit Skepsis erwartet wird.

Für Projekte auf den kanarischen Inseln soll es unabhängig von Auktionen bevorzugte Bedingungen geben.

Die Kosten für das neue Auktionssystem werden vom Energieministerium (das heißt dem allgemeinen Budget) getragen.

EINSCHÄTZUNG

Spanien ist durch die geografischen Verhältnisse eines der Länder, in denen sehr gute Voraussetzungen für die Entwicklung von EE herrschen. Wie sehr Investitionen in diesem Sektor jedoch von einem stabilen wirtschaftlichen und politischen Umfeld abhängen, hat die Finanzkrise, die Spanien in Folge der geplatzten Immobilienblase lange Zeit in Atem hielt, gezeigt.

Der **Photovoltaik (PV)**-Sektor wurde nicht nur durch die Einstellung der Tarifförderung, sondern zuletzt auch durch die im Oktober 2015 erfolgte Verabschiedung eines Maßnahmenpakets, das von der Branche »Solar-Steuer«² genannt wurde und zu heftigen Protesten der Betroffenen führte, ins Mark getroffen.

Derzeit sieht es zwar so aus, als würde sich die spanische Wirtschaft wieder erholen, ob die Investitionen in EE wieder an die alten Wachstumsraten anschließen können, wird unter anderem am Erfolg der angekündigten 3.000 MW-Ausschreibung abzulesen sein. Experten der Windbranche fürchten ein ähnliches Ergebnis wie das der ersten Auktion aus 2016. Ob für PV neue Impulse kommen, ist auch fraglich, da das Thema »Grid Parity« immer öfter in den Raum gestellt und damit suggeriert wird, dass sich PV auch ohne subventionierte Tarife weiter entwickeln kann.

Rechtlicher Aspekt

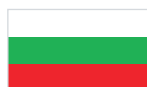
Die »Solar-Steuer« wurde zwar gesetzlich verabschiedet, aber mangels erforderlicher Durchführungsverordnungen nicht in die Praxis umgesetzt. Zwischenzeitig wurde von der politischen Opposition eine Gesetzesvorlage zur Abschaffung der »Solar-Steuer« vorgelegt, diese bleibt daher weiterhin politisch höchst umstritten. Rechtliche Maßnahmen zur Förderung der Entwicklung von EE sind vorhanden.



² Das Paket umfasst unter anderem die Pflicht, auch für selbst konsumierten Strom Netzgebühren zu zahlen; Anlagen bis 100 kWp müssen den nicht selbst konsumierten Strom gratis ins Netz speisen. Ferner sind bei Strafandrohung verschiedene Anlagen nachträglich kostspielig zu registrieren.

Südosteuropa

(Zusammenfassung)

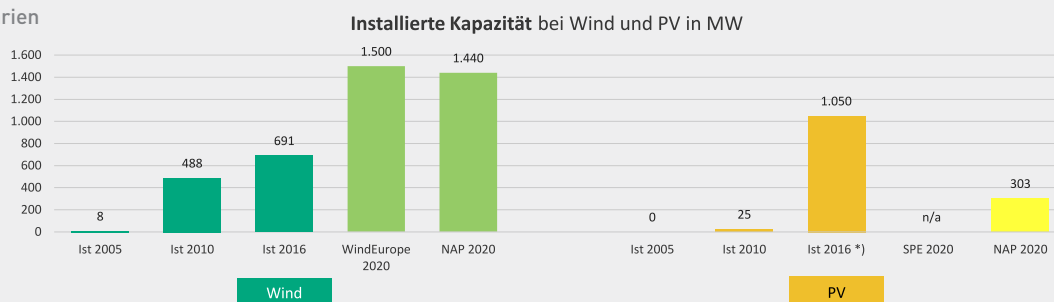


In **Bulgarien** wurde das NAP-Ziel, im Jahr 2020 16% des Bruttoenergieaufkommens aus EE zu decken, bereits im Jahr 2014 erreicht. Während sich Windenergie einigermaßen gleichmäßig entwickelt und zu einer installierten Kapazität von rund 700 MW geführt hat, gab es bei PV im Jahr 2012 eine regelrechte Goldgräberstimmung: 859 MWp von heute installierten rund 1.050 MWp wurden in diesem einen Jahr zugebaut.

Die Regierung – besorgt um leistbare Endverbraucherstrompreise für die Bevölkerung –

reagierte mit mehrfachen Tarifsenkungen, dann mit einer Sondersteuer auf die Erlöse aus Wind- und PV-Kraftwerken (die später wieder aufgehoben wurde). Im Frühjahr 2015 folgte ein weiterer Paukenschlag: Alle Förderungen für Neuanlagen (ausgenommen kleine PV-Aufdach-Anlagen bis 30 kWp) wurden eingestellt. Damit wurden die letzten Anreize, in neue EE-Anlagen zu investieren, zunichte gemacht. Dementsprechend war 2016 weder bei Wind noch bei PV ein zählbarer Ausbau festzustellen. Für eine Verbesserung des Umfeldes gibt es derzeit keine Anzeichen.

Bulgarien

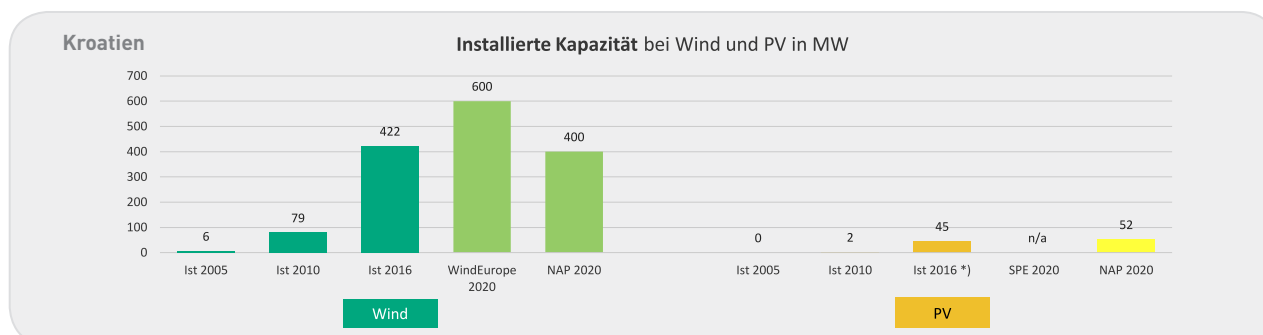


* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.



Nach dem Beitritt **Kroatiens** zur EU im Juli 2013 waren die Erwartungen in die gesetzten Energieziele und die damit verbundenen Chancen für Investoren hoch, nicht zuletzt durch die günstigen geografischen und klimatischen Rahmenbedingungen (Wind, Sonneneinstrahlung, eine Vielzahl von Inseln, auf denen unabhängig vom Festland Strom erzeugt werden könnte). Tatsächlich wurden die Ziele letztlich vergleichsweise niedrig angesetzt, und das NAP-Ziel im Windbereich von 400 MW wurde bereits im Jahr 2015 überschritten. In der Praxis sind die bisherigen Tarifförderungen

(FiT) für Wind und größere PV-Anlagen praktisch ausgelaufen. Das neue Alternativenergiegesetz, welches bereits seit September 2014 im Entwurf vorliegt und lediglich Auktionen für kleinere Anlagen vorsieht, ist noch immer nicht umgesetzt, vor allem wegen der Dauerkrise der Regierung, die im September 2016 in Neuwahlen gemündet hat. Es ist nicht zu erwarten, dass die Verbesserung des Umfeldes für EE ganz oben auf der Agenda der neuen rechts-konservativen Regierung steht. Da es derzeit praktisch kein gültiges Förderregime gibt, war der Zubau 2016 mit 34 MW (Wind) und rund 2 MWp (PV) entsprechend gering.



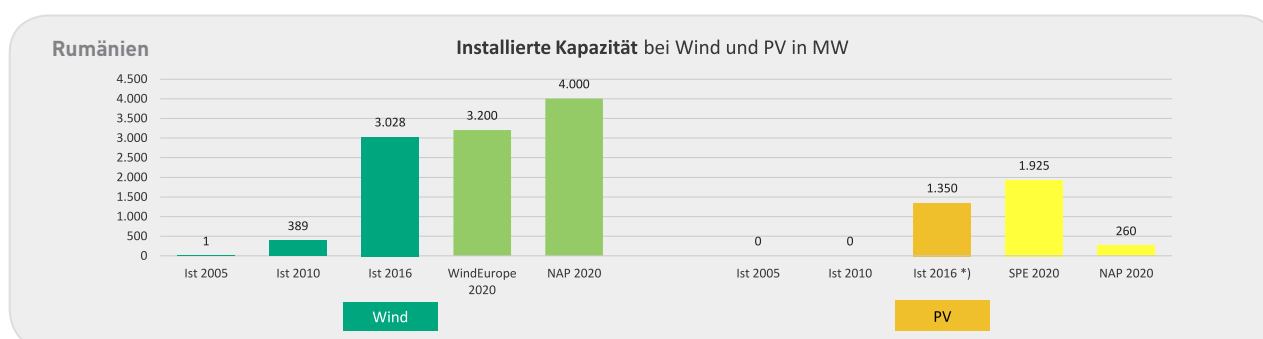
* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.



Der zentralisierte Markt für Grünzertifikate (GC) in **Rumänien** ist durch wiederholte Eingriffe in das System und die nach unten korrigierte Quote (für das Jahr 2016 wurden nur 12,15% festgesetzt, während der ursprüngliche Plan 17% vorsah) seit April 2014 nachhaltig zusammengebrochen. Seither werden nur wenige Transaktionen abgeschlossen und die zum garantierten Mindestpreis (für GC in Rumänien gilt aktuell eine Preisspanne von rund EUR 29,3/GC bis EUR 59,8/GC). In Fachkreisen spricht man von 6,5 Millionen GC, die derzeit keinen Käufer finden. Viele Projekte, die nicht von vornherein mit bilateralen Stromabnahmeverträgen (Power Purchase Agreements, PPA) versehen waren, sind daher mit einem gravierenden Rentabilitätsproblem konfrontiert, und manche Betreiber erwägen Klagen gegen den rumänischen Staat. Nach letzten

Informationen sieht eine Regierungsvorlage einen erneuten Eingriff in das System vor, mit einem Abgehen von der bisherigen Quotenberechnung, einer niedrigeren Preisspanne für GC (EUR 25/GC bis EUR 35/GC) und Änderungen bei der Gültigkeit von aufgeschobenen GC. Ob diese Änderungen den Markt für GC wiederbeleben können, bleibt ungewiss.

Grundsätzlich wäre Rumänien von den Voraussetzungen für Wind und PV her ein interessanter Markt. Noch immer steht der mit 600MW Kapazität größte Onshore-Windpark Europas in Rumänien (Fântânele-Cogealac, nördlich von Constanta nahe der Schwarzmeer-Küste). Der Zubau im Jahr 2016 (Wind: 52MW; PV: 35MWp) reflektiert nicht das Potenzial, zu dessen Hebung neben einem verlässlichen Förderumfeld auch der weitere Netzausbau erforderlich sind.

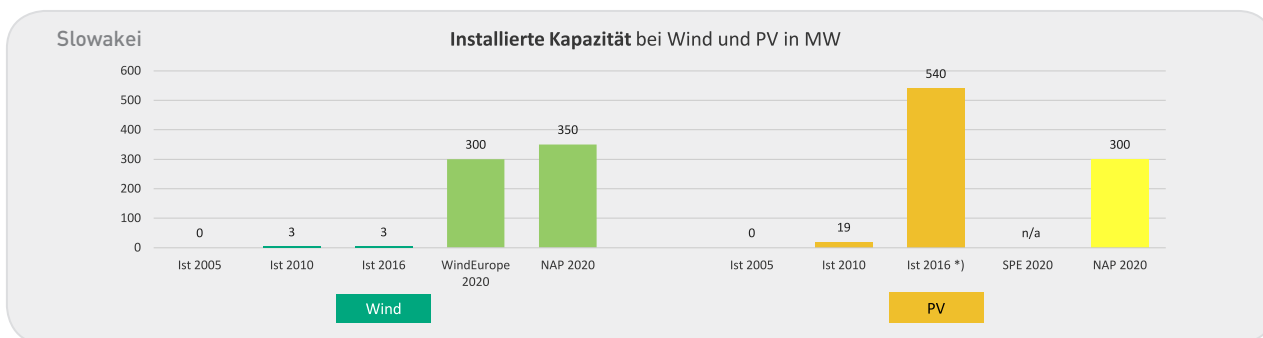


* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.



In der **Slowakei** wird unverändert auf Kernkraft gesetzt. Über 55% der Stromproduktion kommen aus den vier laufenden Reaktoren in zwei Kraftwerken. EE beschränken sich auf Wasserkraft und Biomasse, während Wind aus politischen Gründen völlig marginalisiert ist, und sich PV nach einem Boom im Jahr 2011 durch eine stufenweise Verschlechterung des Förderumfelds nicht mehr nennenswert weiter entwickeln konnte. Der Fördertarif (FiT) wurde zuletzt mit dem Erlass 260/2016 des slowakischen Regulators mit 1. Jänner 2017

erneut abgesenkt. So gibt es für Windenergie nach 6,25 Euro-Cent/kWh in den Vorjahren nur mehr – völlig unattraktive – 4,42 Euro-Cent/kWh; PV-Installationen bis 30 kWp können noch 8,50 Euro-Cent/kWh (nach 8,89 Euro-Cent/kWh) lukrieren. Unter diesen Umständen wird Windkraft wohl weiterhin auf nicht wahrnehmbarem Niveau stagnieren und das NAP-Ziel von 400 MW unerreichbar bleiben. Im Jahr 2016 wurde wieder keine Windanlage in Betrieb genommen. Im Bereich PV wurden rund 2 MWp zugebaut.

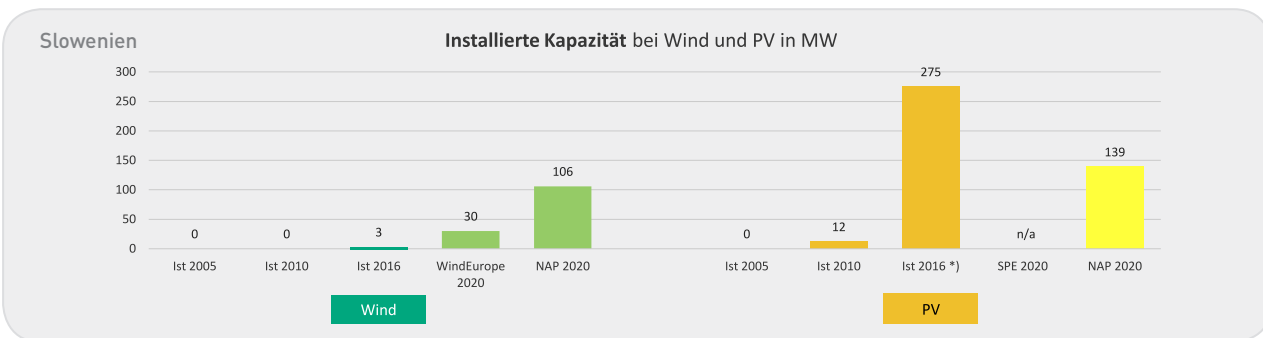


* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.



In **Slowenien** stützt sich die Stromerzeugung auf Kernkraft, Wasserkraft und Kohle. Andere EE-Technologien konnten sich bisher (trotz vordergründig attraktiver Tarif-situation) nicht nennenswert entwickeln. Das lange in Aussicht genommene Tender-System für EE wird im ersten Quartal 2017 zwar gestartet, das Volumen ist mit EUR 10 Mio. jedoch sehr

überschaubar und kommt zu 80 % Technologien zugute, die nicht in dieser Studie behandelt werden. Ob die Investitionen in PV und Wind unter dem neuen System einen neuen Impuls erhalten, bleibt abzuwarten. Im Jahr 2016 gab es jedenfalls nur geringfügige Hausinstallationen (PV) und erneut gar keinen Ausbau bei Windenergie.



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

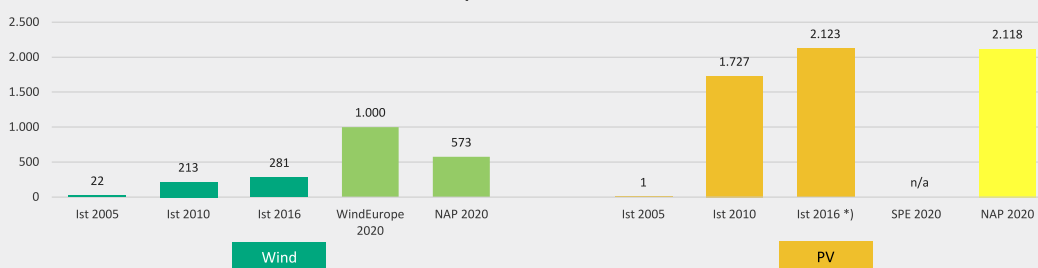


In **Tschechien** wird Strom weiterhin zu rund 50% aus Kohle und zu rund 30% aus Kernkraft gewonnen. EE spielen nur eine geringe Rolle. Die NAP-Ziele (die offensichtlich nicht allzu ehrgeizig waren) sind durch Wasserkraft und Biomasse erreicht, und die Regierung lässt eine Tendenz zum weiteren Ausbau

von Kernkraft an den bestehenden Standorten Temelin und Dukovany erkennen, der bisher nur an Finanzierungsfragen gescheitert ist. Durch die völlige Einstellung aller Förderungen für PV und Wind im Jahr 2014 stagnieren diese Technologien nun schon seit einigen Jahren, und alles deutet darauf hin, dass das auch so bleiben wird.

Tschechien

Installierte Kapazität bei Wind und PV in MW



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

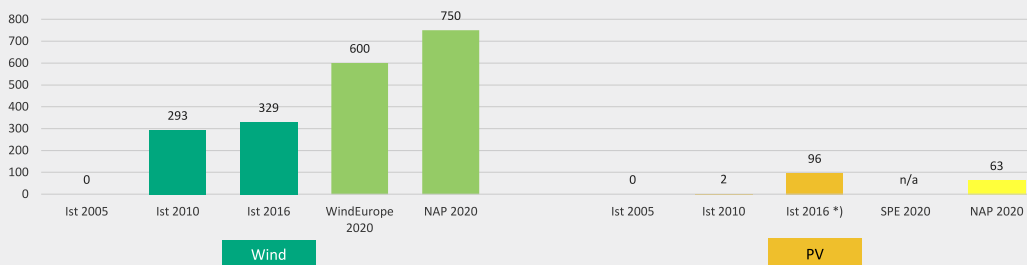


In **Ungarn** scheint nach langen Jahren des Wartens das neue Fördersystem »Metár« jetzt endlich in der Implementierungsphase zu sein. Das neue System beinhaltet im Wesentlichen Ausschreibungen für EE-Kapazitäten von über 1 MW, während Betreiber von Kleinanlagen bis zu 500 kW weiterhin den Einspeisetarif erhalten. Für Anlagen zwischen 500 kW und 1 MW Leistung

soll es eine Marktprämie geben. Da die Durchführungsverordnungen noch nicht erlassen sind, ist es noch zu früh, um zu beurteilen, ob Metár den EE in Ungarn neue Impulse geben und aus der jahrelangen Stagnation herausführen können. Die sowohl für Wind als auch PV durchaus vorteilhaften äußeren Bedingungen in Ungarn konnten durch den Zubau 2016 (Wind: 0; PV: rund 18 MWp) jedenfalls nicht umgesetzt werden.

Ungarn

Installierte Kapazität bei Wind und PV in MW



* Die Zahlen »2016« beruhen auf Recherchen und Hochrechnungen der Autoren aufgrund vorliegender Informationen zum Zeitpunkt der Drucklegung.

Fokusthema
Offshore



Offshore

Autor: David Werner

Offshore-Wind ist innerhalb der Erneuerbaren Energien (EE) eine junge Industrie, die von der Onshore-Windbranche losgelöst zu sehen ist. Logistik, Fundamente, Stromanbindung, Turbinengrößen, Marktteilnehmer, Kosten für Bau und Betrieb, Risiken und Komplexität differieren erheblich, so dass diese Branche spezifisch zu betrachten ist.

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

Nach ersten Anlaufschwierigkeiten gab es in der letzten Dekade in der **Offshore-Branche** eine steile Lernkurve und es wurde mittlerweile ein gewisser Industrialisierungsgrad erreicht. Dies wirkt sich stark auf die Finanzierungsmarge aus, die das Kreditrisiko in Bau und Betrieb widerspiegelt.

Offshore-Windinvestitionen erreichen im Jahr 2016 einen Höchststand

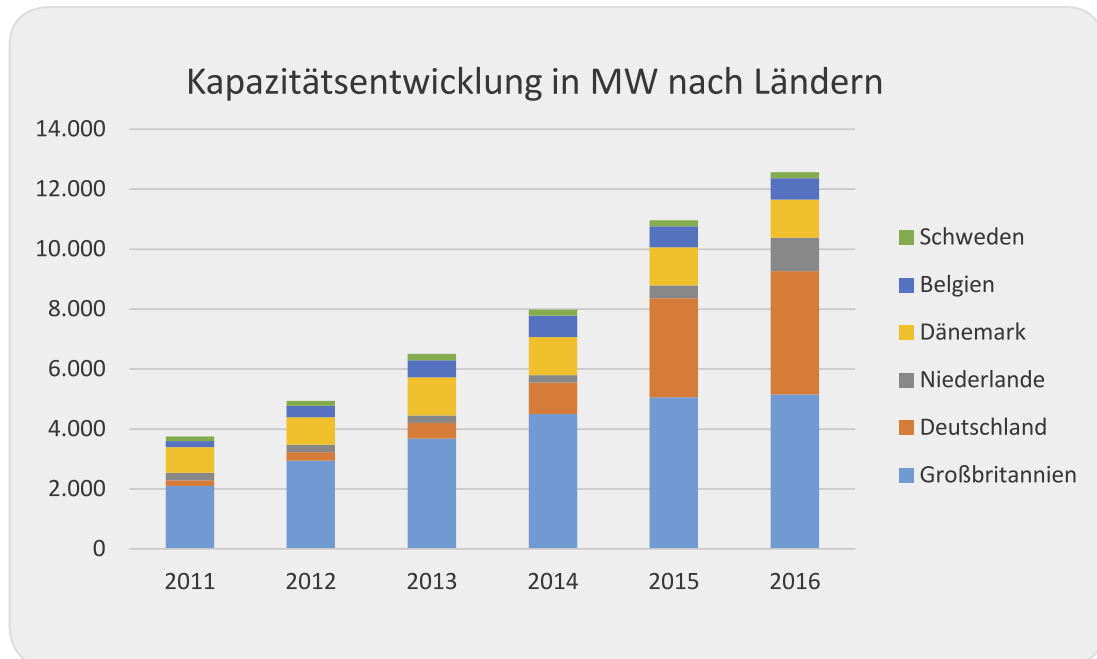
Möglich war diese Entwicklung vor allem durch hohe Zuwächse an Neuinstallationen. Die Kapazitäten haben sich im Jahr 2016 im Vergleich zu 2015 wie folgt entwickelt:¹

Land	MW installiert bis Ende 2015	MW installiert bis Ende 2016	Ranking »Neuzubau 2016«
Großbritannien	5.061	5.156	3
Deutschland	3.295	4.108	1
Dänemark	1.271	1.271	n/a
Belgien	712	712	n/a
Niederlande	427	1118	2
Schweden	202	202	n/a

Im Jahr 2016 konnte sich Offshore-Wind unabhängig von den fallenden Investitionsmengen in anderen EE auch global um 40% erhöhen. Der Zubau im Sektor Offshore erfolgte in den letzten Jahren zu einem großen Teil in Deutschland, da das Land seit 2011 die Kapazität der Offshore-Windparks von 200 MW auf 4.108 MW gesteigert hat. Die Pipeline von Deutschland lässt eine Installation von 6,5 GW bis Ende 2020 und 15 GW bis Ende 2030 erwarten, auch Frankreich plant eine installierte Kapazität von 6 GW bis Ende 2020.

Andere Länder, wie Großbritannien, die Niederlande, Dänemark, Belgien und Schweden haben auch ihre Offshore-Windkapazitäten deutlich erhöht, wie die folgende Grafik zeigt:

¹ Quelle: WindEurope, Annual Offshore Statistics 2016.

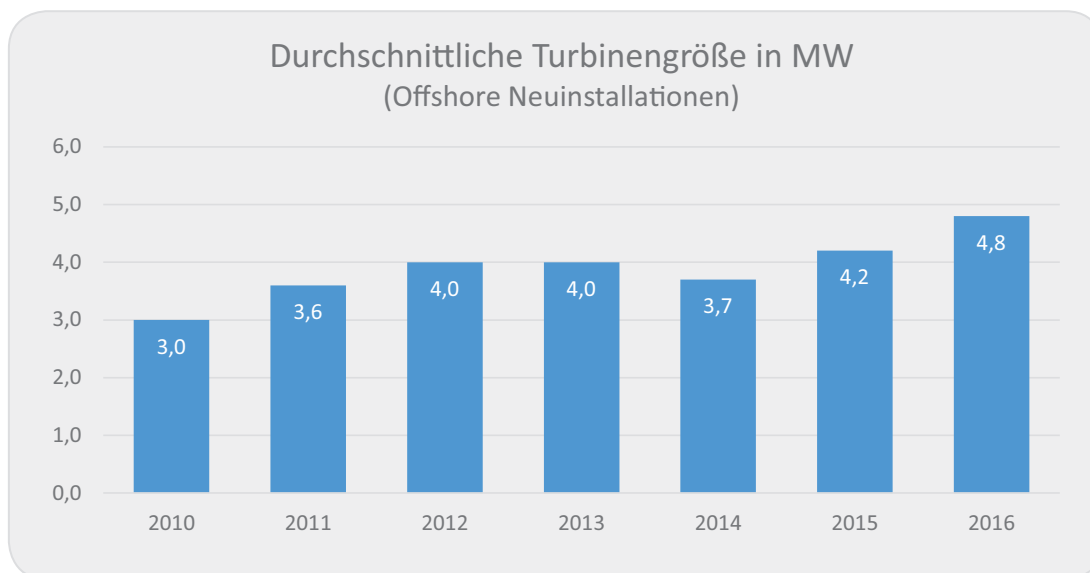


Offshore-Strom im Jahr 2016 so billig wie noch nie

Im Sektor Offshore-Strom kann man in den letzten Jahren einen enormen Rückgang der Einspeisetarife sehen. Im Jahr 2010 lagen diese noch bei einem Niveau von EUR 145/MWh, Anfang 2016 konnte das dänische Energieunternehmen Dong Energy eine Ausschreibung mit einem Preis von EUR 72,70 gewinnen. Der Förderpreis ist somit in sechs Jahren auf die Hälfte gefallen, doch das war nur der Anfang. Mitte Dezember 2016 hat ein Konsortium unter der Leitung des Ölkonzerns Shell die Ausschreibung von Borssele III und IV mit einem Preis von EUR 54,50/MWh gewonnen. Den Titel für das niedrigste Gebot für einen Offshore-Windpark hat Vattenfall erreicht – mit einer Förderung von EUR 49,90/MWh. Die Umstellung des Fördermechanismus zeigt deutlich, welche Effizienzpotenziale in der Produktion der Einzelteile, im Bau und in der Finanzierung stecken, die nun gehoben werden können.

Auch hängt der Verfall der nötigen Fördertarife mit der gesteigerten Leistung der neuen Turbinen eng zusammen. Da diese Turbinen immer größer werden und sich dadurch ihre Leistung auch erhöht, kostet es weniger, das erwünschte Niveau der erzeugten Energie mit wenigen großen als mit vielen kleinen, leistungsschwächeren Turbinen zu erreichen. Daher sinken die Kosten für Bau und Betrieb erheblich. Weniger Fundamente müssen errichtet werden, weniger Türme, Anschlüsse etc. Auch die laufenden Wartungskosten sind so deutlich reduziert. Die Durchschnittsleistung der Turbinen ist seit 2010 um 60% gestiegen. Als beste Turbine des Jahres wurde 2016 von der Branchenzeitschrift WIND POWER Monthly eine 7MW-Turbine von Siemens gewählt, gefolgt von der 8MW-Turbine von MHI Vestas und der 6 MW-Turbine »Haliade« von GE. Der Durchschnitt der Turbinenleistung lag 2014 noch bei 3,7 MW pro Turbine.²

² Quelle: WindEurope.



Marktsicht

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

Spezielle Merkmale von Offshore-Windtransaktionen umfassen den Netzzugang, der auf Hoher See komplizierter zu bewerkstelligen ist und vorher in der Regel nicht vorhanden war. Der Netzzugang liegt heutzutage entweder in der Verantwortung des Übertragungsnetzbetreibers mit entsprechendem Anreizsystem oder kann von den Projektbetreibern errichtet werden, die dafür durch höhere Vergütungssätze kompensiert werden.

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

bei Offshore-Transaktionen. Banken und mittlerweile auch institutionelle Investoren haben sich an diese Gegebenheiten angepasst und haben hierzu eine Reihe von vorbeugenden Maßnahmen entwickelt. Nach wie vor ist die Bonität der Hauptlieferanten essenziell, daneben spielen Schnittstellen, gemanagt durch führende strategische Sponsoren, geteilte oder gesplittete Errichtungsverträge, größere Notfallreserven, bedingte Fazilitäten etc. eine Rolle. Das Interesse institutioneller Investoren (Aegon, Blackstone, Pension Danmark, PKA, Industries Pension, La Banque Postale Asset Management, Marguerite, TCW, PGGM) an Offshore-Windtransaktionen ist sehr ausgeprägt. Einige der Marktteilnehmer sind bereits länger aktiv, andere Institutionelle kommen erst neu auf den Markt. Mit steigender Zahl der Marktteilnehmer wird auch der Markt sehr liquide. Konnten die ersten Deals nicht ohne Beteiligung von der Europäischen Investitionsbank (EIB) oder der Entwicklungsbank (KfW) umgesetzt werden, gibt es bereits die ersten Transaktionen ohne deren Einbindung.

Finanzierungskosten im freien Flug

Wie auch in allen anderen EE-Projektfinanzierungssegmenten, so wird auch im »jüngeren« Bereich Offshore-Wind die Möglichkeit von Refinanzierungen ausgenutzt. Im Jahr 2016 wurde der 288MW Butendiek Offshore-Windpark in der Nordsee mit einer Marge von 150bps refinanziert. Dieses Margenniveau ist vergleichbar mit einigen europäischen Onshore-Windparks. Man kann also sehen, dass sich die Industrie in den letzten Jahren deutlich entwickelt hat und die Risiken geringer bzw. beherrschbarer wurden, was sich vor allem in den Finanzierungskosten niederschlägt.

EINSCHÄTZUNG

Offshore-Wind wird auch 2017 einen deutlichen Zuwachs erreichen, die fallenden Einspeisepreise werden zu einem stärkeren Wettbewerb führen. Zudem wird der Trend zur Entwicklung immer größerer und leistungstärkerer Turbinen weiter anhalten.

Die deutsche Energiebehörde »Bundesnetzagentur« hat die Konditionen der ersten Offshore-Windauktionen in Deutschland veröffentlicht. Die erste Auktion, mit einem Volumen von 1,55GW, wird am 1. April 2017 stattfinden, gefolgt von einer zweiten Transaktion mit dem gleichen Volumen am 1. April 2018. Das niedrigste Angebot wird gewinnen, der Maximalpreis der angeboten werden kann, ist EUR 120/MWh.

Die Anzahl der Kapitalgeber, die sich in diesem Sektor wohl fühlen, wird weiter zunehmen – sowohl auf der Eigen- als auch auf der Fremdkapitalseite. So hat sich die Kommunalkredit im Jahr 2016 an einer Offshore-Finanzierung beteiligt und ihre Kompetenz in dieser Sparte erweitert. Dabei handelt es sich um ein Ticket am Sekundärmarkt im Nordsee Offshore-Windpark, der zurzeit noch in der Bauphase ist. Das Projekt beinhaltet den Bau und den Betrieb von

einem 332MW-Windpark mit Projektkosten von EUR 1,2 Mrd. Der Lead Sponsor hierbei ist Northland Power, ein kanadischer Dienstleister mit 85% der Anteile; die restlichen 15% der Anteile gehören Innogy, einem RWE spin-off mit dem Fokus auf EE.



Gastkommentar



Dr. Jérôme Guillet ist Geschäftsführer der Pariser Niederlassung von Green Giraffe und beschäftigt sich seit 2004 mit Offshore-Windenergie. Er führte die Verhandlungen über die ersten Offshore-Windprojekte, die in den Jahren 2006 bis 2009 mittels Non-Recourse-Finanzierung verwirklicht wurden.

Er ist Autor zahlreicher Publikationen zum Thema Energie und wurde vom Fachmagazin Windpower Monthly als einer der zwanzig einflussreichsten Experten der Windindustrie bezeichnet. Er hält regelmäßig Vorträge bei einschlägigen Konferenzen und hat in den Jahren 2010 bis 2014 den Finanzteil im Windenergie-Jahresbericht der EWEA (jetzt: WindEurope) verfasst.

Offshore-Wind wird wettbewerbsfähig

Dr. Ruprecht von Heusinger, Leiter der deutschen Zweigstelle der Kommunalkredit, sprach mit Jérôme Guillet von Green Giraffe über die aktuellen Entwicklungen bei Offshore-Windenergie.

Kommunalkredit: Die Entwicklungen im Offshore-Bereich sind geradezu atemberaubend: Immer größere Turbinen und Komponenten, Kreditmargen und Subventionen im freien Fall – wie sehen Ihre Prognosen für 2017 aus?

Jerome Guillet: Der Eindruck täuscht, denn in Wirklichkeit verlaufen die Entwicklungen im Bereich der Offshore-Windenergie recht vernünftig; bisher hat sich niemand unvernünftig verhalten – weder Kreditgeber, noch Investoren, noch Auftragnehmer. Bei den Transaktionsbedingungen bewegt sich etwas, aber das beweist nur, dass mittlerweile alle Beteiligten die Risiken besser verstehen und zu einer wettbewerbsfähigen Preisgestaltung bereit sind. Der Übergang von statischen Einspeisetarifen zu dynamischen Auktionen hat sicher dazu beigetragen, dass alle in die gleiche Richtung gehen, aber die dadurch bedingten, niedrigeren Preise

sind auch eine Folge der Erfahrung, die beim Bau von Projekten nach dem früheren System fixer Preise gewonnen wurde. Dazu kommt, dass jetzt entlang der gesamten Wertschöpfungskette Wettbewerb herrscht – unter stark positionierten Auftragnehmern (Lieferanten von Turbinen, Wasserbauunternehmer, Hersteller von Spezialprodukten usw.), erfahrenen Geldgebern und Investoren mit langfristigem Anlagehorizont. All das erfolgt in einem Umfeld historisch niedriger Zinssätze, aber den Risikoaufschlag für Offshore-Windprojekte gibt es noch immer in – meiner Meinung nach – angemessener Höhe.

Erwarten Sie in nächster Zeit eine Konsolidierung unter den Anbietern von Komponenten? Könnte das zu einer Stabilisierung der Komponentenpreise führen?

Ja, damit ist tatsächlich zu rechnen. Wir beobachten bereits, dass zum Beispiel die traditionellen Schwergewichte im Energieerzeugungssektor (GE, Siemens, Mitsubishi) eine führende Rolle bei der Produktion von Offshore-Windturbinen übernehmen. Auch im Meereswasserbau dominieren die traditionellen Tiefbau- und Nassbaggerunternehmen aus den Benelux-Ländern, wie Van Oord oder DEME. Trotzdem bleibt noch immer Raum für intensiven Wettbewerb, vor allem bei den Auktionen, wo die Bieter sich wirklich anstrengen müssen, um zu gewinnen.

Wo liegen Ihrer Meinung nach die geografischen Hotspots der nächsten Entwicklungsphase in der Offshore-Industrie?

Ich glaube, dass die Nordsee noch lange Zeit der wichtigste Raum für Offshore-Windprojekte sein wird, da dort eine nahezu einzigartige Kombination günstiger Faktoren vorliegt – eine riesige Fläche mit ausgezeichneten Windbedingungen, eine geringe Wassertiefe und angrenzende Länder, die den Ausbau der Windenergie politisch und institutionell unterstützen und oft weder die räumlichen Voraussetzungen, noch die Bereitschaft zum Ausbau der Onshore-Erzeugung haben. In den meisten Regionen der Welt stellen Onshore-Windkraft und Solarenergie – beide sind nach wie vor kostengünstiger als Offshore-Windenergie – die realistischsten Alternativen für Länder dar, die auf Erneuerbare Energien setzen. Nur im Nordosten der USA (im Raum um Boston und New York) und in Taiwan herrschen physische Bedingungen, die strategisch und wirtschaftlich den Ausbau der Offshore-Windenergie rechtfertigen würden. Diese Regionen könnten die relativ höheren Preise der Offshore-Windenergie verkraften und brauchen auch eine lokale Produktion in größerem Maßstab, da es keine verträglichen Alternativen gibt. Es dürfte in diesem Teil der USA aufgrund des Widerstands der lokalen Bevölkerung kaum möglich sein, Übertragungsleitungen, Pipelines oder Onshore-Windparks zu bauen, und



außerdem bietet Offshore-Windenergie den Vorteil, dass keine Brennstoffimporte erforderlich sind. Es wird auch Entwicklungen im Bereich der schwimmenden Windkraftanlagen geben, vor allem in Japan und möglicherweise an der Westküste der USA, wo Offshore-Windenergie wirtschaftlich sinnvoll wäre, die Entwicklung aber durch die großen Wassertiefen behindert wird. China ist schwer einzuschätzen, aber gegenüber Entwicklungen von außen nicht sehr offen.

Wie wird sich der BREXIT auf die von Ihnen angesprochene britische Pipeline auswirken?

Der größte Einfluss geht wohl von der erhöhten Wechselkursvolatilität aus. Offshore-Windkraft ist nach wie vor von den auf nationaler Ebene bestehenden Voraussetzungen abhängig, und daher sollte der BREXIT an sich keinen Einfluss darauf haben, ob Großbritannien den Sektor unterstützt oder nicht. Die derzeitige Regierung steht der Onshore-Windkraft ablehnend gegenüber, hat aber die bestehenden Maßnahmen zur Unterstützung des Offshore-Sektors aufrechterhalten. Angesichts der Tatsache, dass alle kohlebefeuerten Kraftwerke, die im Laufe der Zeit vom Netz gehen, ersetzt werden müssen und der Bau neuer Kernkraftwerke schwierig sein wird, könnte sich die Erkenntnis durchsetzen, dass Offshore-Windanlagen eine gute Möglichkeit darstellen, zu vernünftigen Preisen und bei relativ kurzen Bauzeiten große Erzeugungskapazitäten bereitzustellen.



Fokusthema

Implikationen der Klimapolitik auf den Europäischen Energemarkt

Implikationen der Klimapolitik auf den Europäischen Energiemarkt

Autor: DI Wolfgang Diernhofer, MBA

Eine der größten globalen Herausforderungen für die nächsten Jahrzehnte auf dem Gebiet des Umweltschutzes ist zweifellos die Reduktion des durch den Menschen verursachten Treibhauseffekts. Der unmittelbare Zusammenhang zwischen der Konzentration an Treibhausgasen (THG) in der Atmosphäre und der durchschnittlichen Temperatur auf der Erde wird mittlerweile nicht mehr in Frage gestellt. Ebenso besteht ein direkter Zusammenhang zwischen der Menge an emittierten THG und der Art und Weise, wie Energie erzeugt und bereitgestellt wird. Energie ist der Motor für Wirtschaftswachstum, und die Entkoppelung des Wirtschaftswachstums vom Energieverbrauch und vom Verbrauch fossiler Ressourcen ist daher die Voraussetzung für eine nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung. Folgerichtig ist es auf internationaler Ebene unumgänglich, die Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre zu stabilisieren und als Konsequenz ein wesentliches Augenmerk auf den Energiesektor zu richten.

Mit Abschluss des Pariser Abkommens im Jahr 2015 liegt im Rahmen der internationalen Klimapolitik ein klares politisches Bekenntnis zur Beschränkung der Temperaturzunahme im globalen Mittel auf deutlich unter 2°C gegenüber vorindustrieller Zeit vor; angestrebt wird, weiterführende Anstrengungen zu unternehmen, um ein Temperaturziel von 1,5°C zu erreichen. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, die Treibhausgasemissionen der Industriestaaten bis 2050 um 80% bis 95% zu reduzieren und damit ein quasi kohlenstoffreies Wirtschaftssystem

zu schaffen. Die Europäische Union (EU) hat mit dem Klima- und Energiepaket für die Periode bis 2020 bereits die ersten, konkreten Zielsetzungen in Bezug auf die Treibhausgasemissionsreduktion, den Anteil erneuerbarer Energie (EE)-Träger am Bruttoendenergieverbrauch sowie die Verbesserung der Energieeffizienz festgelegt.

Konkret soll bis zum Jahr 2020 der Ausstoß von THG der EU um 20% im Vergleich zu 1990 reduziert werden. Für die Quellen außerhalb des Emissionshandels (zum Beispiel Verkehr, Raumwärme, Landwirtschaft) sieht das Klima- und Energiepaket eine Verringerung der THG-Emissionen bis 2020 um 10% im Vergleich zu 2005 vor. Österreich hat demnach die Treibhausgasemissionen der nicht vom Emissionshandel erfassten Quellen von 2005 bis 2020 um 16% zu reduzieren. Den verbleibenden Anteil des THG-Reduktionsziels in der EU tragen die Anlagen, die vom EU-Emissionshandel umfasst sind, also vornehmlich der Energiesektor und die Industrieproduktion.

Für den Zeitraum nach 2020 wurde der EU-Vorschlag zum »Klima- und Energiepolitischen Rahmen bis 2030« vom Europäischen Rat im Oktober 2014 angenommen. Dieser Rahmen bis 2030 legt den Grundstein zur langfristigen Erreichung einer Dekarbonisierung der europäischen Wirtschaft im Einklang mit dem »Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050« und sieht Folgendes vor:

- Die Reduktion der THG-Emissionen um mindestens 40% gegenüber 1990 [Aufteilung dieses Ziels auf Emissionshandelssektoren (-43% gegenüber 2005) und Nichthandelssektoren (-30% gegenüber 2005), wobei das Ziel für die Nichthandelssektoren zwischen den Mitgliedstaaten aufgeteilt werden wird].
- EU-weites Ziel einer Anhebung des Anteils an EE-Quellen am Gesamtenergieverbrauch auf 27% (keine Aufteilung auf Mitgliedstaaten).
- Steigerung der Energieeffizienz auf mindestens 27%.
- Reform des EU-Emissionshandelssystems durch Einführung einer sogenannten Marktstabilitätsreserve ab 2021. Damit sollen künftig stark schwankende Preise infolge von Überschüssen oder Verknappungen von Emissionshandelsrechten am Markt durch eine Liquiditätssteuerung vermieden werden.

In Konkretisierung dieser Vorhaben hat die Europäische Kommission am 20. Juli 2016 einen Gesetzesvorschlag zur Effort-Sharing Regulation (ESR) vorgelegt, welcher dabei die angedachten Pfade der Emissionszuweisungen 2021 bis 2030 an die Mitgliedstaaten, die Aufteilung der Emissionszielsetzungen und Vorkehrungen für etwaige Flexibilität für die Mitgliedstaaten bei der Zielerfüllung beinhalten. Nach diesem Vorschlag hat Österreich ein Emissionsreduktionsziel im Jahr 2030 von -36% gemessen an den Emissionen des Jahres 2005. Ebenso besteht ein Reformvorschlag zur Phase IV (2021-2030) des EU-Emissionshandelssystems, welchen die Kommission bereits im Jahr 2015 vorgelegt hat.

Im Lichte dieser maßgeblichen klimapolitischen Prozesse in der EU, verstärkt durch den mit dem Pariser Abkommen angestoßenen Transformationsprozess, sollen letztlich öffentliche und private Investitionsentscheidungen durchgängig »klimafreundlich« werden. Im Energiesektor erstreckt sich der Investitionshorizont in energierelevante Infrastruktur, bedingt durch die Lebensdauer der Anlagen, über einen langen Zeitraum, sodass Investitionsentscheidungen, die heute getroffen werden, über Jahrzehnte nachwirken und einen Einfluss auf die THG-Emissionen haben können. Dementsprechend sind auf Basis der internationalen Klimapolitik starke politische Signale notwendig, um Investitionssicherheit im Energiesektor zu geben und klare Rahmenbedingungen vorzugeben, an denen sich der Energiesektor orientieren kann. Dazu ist es notwendig, die Energieeffizienz in der Industrie, im Gebäudesektor und im Transportsektor zu steigern, den Anteil der fossil erzeugten Energie zu Gunsten von EE-Trägern zu substituieren sowie die Emissionen (insbesondere auch Methanemissionen) aus der Öl- und Gasproduktion zu verringern. Letztlich muss der Prozess aus dem Pariser Abkommen in nationale und EU-weite Klimastrategien mit dem Ziel übersetzt werden, höchstmögliche Klarheit über die energiepolitischen Zielsetzungen, die wiederum mit einer treibhausgasarmen Entwicklungsperspektive konsistent sind, zu geben. Dergestalt wird der Energiesektor in die Lage versetzt, sich an die sich ändernden, klimabedingt notwendigen Veränderungsprozesse anzupassen.

In Österreich wurde der Prozess zur strategischen Ausrichtung der eigenen Energie- und Klimapolitik bereits angestoßen, im Zuge dessen eine an die aktuellen Herausforderungen angepasste integrierte Energie- und Klimastrategie erarbeitet wird.

Fokusthema

Geothermie



Geothermie

Autor: Mag. Marian Ivanov

Geothermie nutzt im Allgemeinen die Erdwärme zur Wärmegewinnung und/oder Stromerzeugung, wobei zwischen der oberflächennahen und der tiefen Geothermie auf der einen Seite sowie der hydrothermalen und petrothermalen bei der Tiefengeothermie auf der anderen Seite unterschieden wird. Die wirklich spannenden und für die Kommunalkredit nachhaltigen Projekte gehören zum Bereich der hydrothermalen Tiefengeothermie.

Technologie und Projektphasen

Ein solches Tiefengeothermieprojekt kann grundsätzlich in vier Phasen aufgeteilt werden:

- Entwicklungsphase
- Bohrphase
- Bau- und Errichtungsphase des Kraftwerks und der übrigen obertägigen Anlagen
- Betriebsphase

Im Vergleich zu anderen Erneuerbare Energie (EE)-Technologien (insbesondere Onshore-Wind und Photovoltaik) dauert die Entwicklung (einschließlich Genehmigung) von Geothermieprojekten viel länger und nimmt in der Regel mehrere Jahre bis hin zu einem Jahrzehnt in Anspruch.

Ein weiteres wesentliches Unterscheidungsmerkmal zu anderen EE-Technologien ist das Vorhandensein einer Bohrphase, die angesichts der mit Kostenüberschreitung, Zeitverzögerung und Fündigkeit verbundenen Bohrrisiken für den Erfolg und Misserfolg jedes einzelnen Tiefengeothermieprojekts entscheidend ist. Hinsichtlich der Risiko- und Preisgestaltung eines Bohrvertrages sind grundsätzlich Day-Rate-, Meterpreis- sowie Festpreisverträge bekannt.

In der Vergangenheit wurden die Bohrverträge bei Tiefengeothermieprojekten vorwiegend auf einer Day-Rate-Basis abgeschlossen, das

heißt, das Bohrunternehmen wurde nach einem Tagessatz vergütet. Bei dieser Vertragsform liegt das Bohr- bzw. Kostenrisiko bei dem Projektentwickler, der berechtigt ist – allein oder mit Hilfe von einem sogenannten Company Man –, Weisungen an das Bohrunternehmen zu erteilen. Diese Vertragsform ist durchaus üblich für die Öl- und Gas-Industrie, da diese Unternehmen in der Regel über eine ausreichende Anzahl an Fachexperten und über umfangreiches Know-how für die Durchführung von Bohrungen verfügen.

Bei Meterpreisverträgen wird das Bohrunternehmen für jeden gebohrten Meter vergütet, dadurch wird ein Teil des Kostenrisikos auf das Bohrunternehmen übertragen. Diese Vertragsform ist im Bereich der Tiefengeothermie nicht sehr verbreitet.

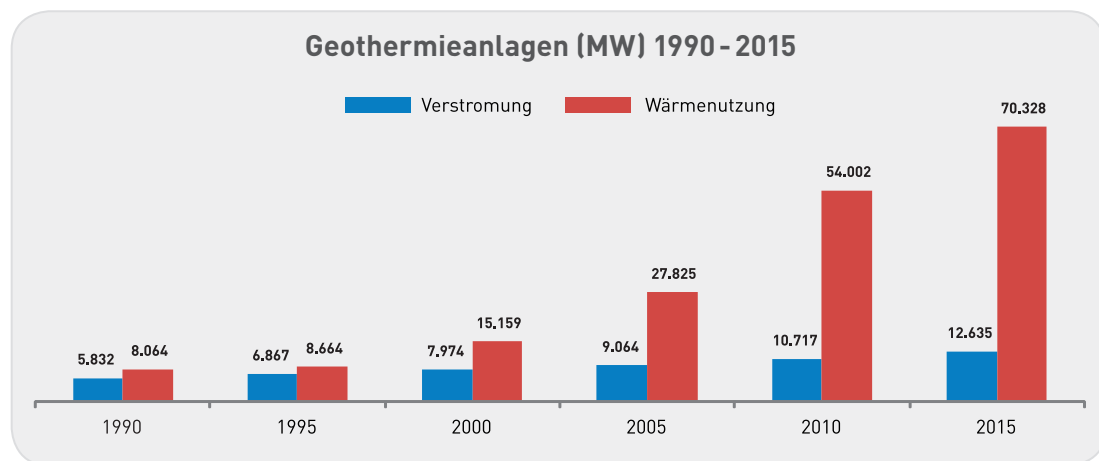
Mit einem Festpreisvertrag hat ein Projektentwickler die Möglichkeit, die Bohrrisiken und somit das Kostenrisiko an das Bohrunternehmen zu verlagern. Diese Vertragsform setzt jedoch langwierige und zeitintensive Vertragsverhandlungen zwischen dem Projektentwickler und dem Bohrunternehmen sowie die Bereitschaft des Bohrunternehmens, damit verbundene Risiken zu übernehmen, voraus und kam in der Vergangenheit im Bereich der Tiefengeothermie ebenfalls kaum zur Anwendung.

Die Phase »Bau- und Errichtung« der obertägigen Infrastruktur umfasst insbesondere die Lieferung der Förderpumpen sowie den Bau und die Errichtung des Kraftwerks und der Verbindungstraße zwischen den Förder- und Reinjektionsbohrungen. Um das Risiko einer Über- oder Unterdimensionierung zu vermeiden, erfolgt die Auswahl der Technologie bzw. des jeweiligen Vertragspartners erst nach der Feststellung und Analyse der Bohrergebnisse. Dadurch ist sichergestellt, dass die Förderpumpe und das Kraftwerk mit den Ergebnissen der Bohrungen optimal abgestimmt werden.

Dies führt zur Vermeidung von Fehlinvestitionen, Reduktion der Wartungskosten und Optimierung der Strom- bzw. Wärmeproduktion.

Markt

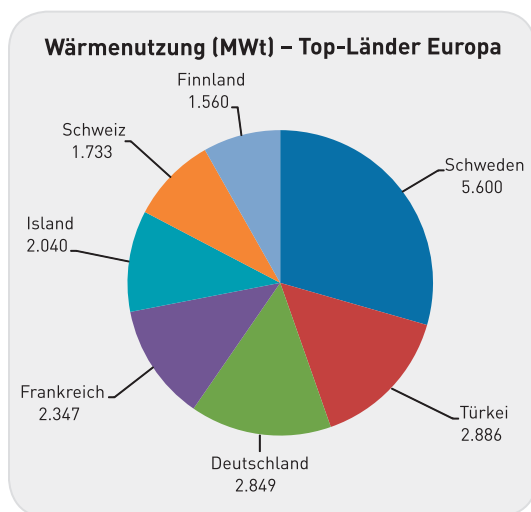
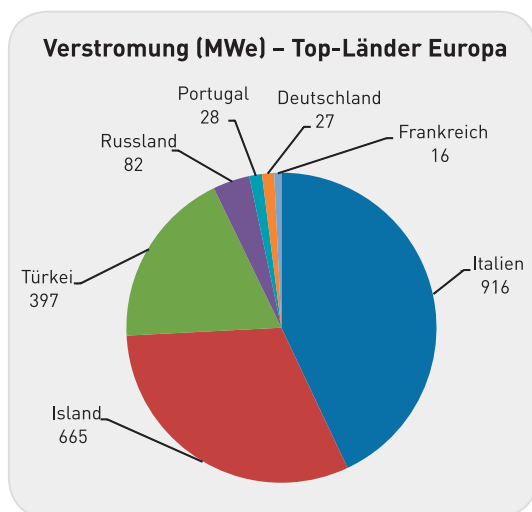
Die weltweite Geothermiekapazität ist seit 1990 sowohl im Bereich der Wärmeversorgung als auch im Bereich der Stromerzeugung massiv und stetig gestiegen – wie die nachfolgende Abbildung eindrucksvoll zeigt.



Quelle: International Geothermal Association.

Im Zeitraum der letzten 25 Jahre hat sich die Kapazität im Wärmebereich fast verzehnfacht und im Stromproduktionsbereich mehr als verdoppelt – mit den USA und China als Spitzenreiter. Weltweit verfügen die USA mit 3.450 MWe, gefolgt von den Philippinen (1.870 MWe) und Indonesien (1.340 MWe), über die größte installierte Kapazität zur geothermalen Stromerzeugung. Im Bereich Wärmenutzung verfügt wiederum China (17.870 MWt), gefolgt von den USA (17.416 MWt) und Schweden (5.600 MWt), über die größte installierte Kapazität.

Europa rangiert mit rund einem Sechstel der weltweit installierten Stromkapazität und rund einem Drittel der weltweit installierten Wärmekapazität dahinter. Die nachfolgende Abbildung zeigt eine Übersicht über die europäischen Länder, die über die größten installierten Kapazitäten an geothermaler Stromerzeugung bzw. Wärmenutzung verfügen.



Quelle: International Geothermal Association.

Nationaler Aktionsplan (NAP)-Ziele

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

Land	Stromerzeugung (Kapazität in MWe)			Wärmenutzung* (1.000 t RÖE)		
	2005	2016	2020	2005	2016	2020
Österreich	1	1	1	19	29	40
Deutschland	0	107	298	12	325	686
Belgien	0	0	4	3	4	6
Finnland	0	0	0	0	0	0
Frankreich	15	58	80	130	350	500
Großbritannien	0	0	0	0	0	0
Irland	0	0	0	0	0	0
Italien	711	853	920	213	268	300
Niederlande	0	0	0	0	156	259
Polen	0	0	0	23**	70	178
Spanien	0	0	50	4	6	10

* Außer Niedertemperatur-Erdwärme in Wärmepumpenanwendungen.

** 2010.

Die Analyse der NAP-Ziele zeigt, dass in Deutschland, Frankreich und Italien das größte Potenzial für die Entwicklung von Geothermieprojekten – sowohl im Bereich Energieerzeugung als auch im Bereich Wärmenutzung – zu finden ist.

Die Rahmenbedingungen in Deutschland für Geothermieprojekte sind dementsprechend investorenfreundlich gestaltet. Gemäß dem EE-Gesetz in Deutschland sind Geothermieprojekte berechtigt, die erzeugte Strommenge zu einem festen Einspeisetarif von derzeit 25,2 Euro-Cent/kWh für einen Zeitraum von 20 Jahren in das öffentliche Netz einzuspeisen. Diese Einspeisevergütung reduziert sich für Neuprojekte ab dem Jahr 2020 um 5% pro Jahr.

Projekt- und Finanzierungsstruktur

Für die Entwicklung und Finanzierung von Geothermieprojekten kommen grundsätzlich alle marktüblichen Projekt- bzw. Finanzierungsstrukturen für EE-Projekte in Frage. Die Ausarbeitung einer robusten Projekt- und Finanzierungsstruktur bedarf angesichts der Besonderheiten von Geothermieprojekten einer intensiven Risikoanalyse sowie einer gesonderten Absicherung gegen spezifische Risiken wie zum Beispiel Kostenüberschreitung in der Bohrphase, geringe Thermalwasserförderrate oder -temperatur.

EINSCHÄTZUNG

Die Finanzierung von Geothermieprojekten in Form einer Projektfinanzierung setzt neben erfahrenen und bonitätsstarken Partnern (insbesondere Projektentwickler und Bohrunternehmer) auch eine robuste Finanzierungsstruktur voraus. Von wesentlicher Bedeutung dabei ist die Gestaltung des Bohrvertrages und der Fündigkeitsversicherungsstruktur aus Sicht der finanzierenden Bank.

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

Gastkommentar



Dr. Robert Straubinger ist Geschäftsführer der Enex Power Germany, einer Tochter der Hörmann-Gruppe, welche das Geothermieprojekt Geretsried entwickeln und betreiben wird.

Das verfügbare Wärmepotenzial aus Geothermie ist größer als der weltweite Energiebedarf

Robert Straubinger, Experte bei Enex Power Germany, erläutert diese noch wenig verbreitete und vielfältige Energiequelle.

Wo sehen Sie die Vor- und Nachteile von Geothermie im Vergleich zu anderen Erneuerbaren Energie-Technologien?

Geothermische Energie ist nach heutigen Erkenntnissen unerschöpflich und überall im Untergrund vorhanden. Geothermie ist 24 Stunden, 365 Tage im Jahr verfügbar und zu 100% grundlastfähig. Das bedeutet Energiegewinnung rund um die Uhr und nicht nur, wenn die Sonne scheint oder der Wind bläst. Sie kann in Form von Wärme und/oder Strom genutzt werden. Außerdem finden Geothermie-Anlagen große Akzeptanz in der Bevölkerung, der Flächenverbrauch ist niedrig, Einschnitte in die Landschaft sind gering und es gibt keine Geruchsbelästigung.

Die Herausforderungen von Geothermie-Projekten liegen beim Risiko während der Exploration (Bohrisiko, Fündigkeitsrisiko), Materialproblemen bei Förderpumpen und Ablagerungen in den Rohrleitungen durch die hohen Thermalwasser-Temperaturen. Das Bohren stellt zugleich auch ein wesentliches Kostenrisiko dar; um Mehrkosten bei unvorhergesehenen geologischen Vorkommnissen zu vermeiden, sind genaue Vereinbarungen und ein stringentes, flexibles Projektmanagement absolut notwendig.

Wie schätzen Sie das Marktpotenzial für Geothermieprojekte in Europa ein?

Enorm – und es ist noch nicht annähernd ausgeschöpft, denn das verfügbare Wärmepotenzial aus Geothermie ist größer als der weltweite Energiebedarf. Grundsätzlich gibt es zwei

Fördermöglichkeiten: Während sich das petrothermale oder »Hot-Dry-Rock-Verfahren« derzeit noch in der Testphase befindet, funktioniert hydrothermale Geothermie bereits gut. Dabei wird Wasser aus bis zu 5.000 Meter Tiefe und mit etwa 150°C Temperatur an die Oberfläche befördert, abgekühlt und wieder in den Untergrund verbracht. Wenn gleich die geologischen Gegebenheiten und ebenso Förderkriterien in jedem Land unterschiedlich sind gibt es ein großes Potenzial in Europa, zum Beispiel:

- **Deutschland**
(süddeutsche Molassebecken, Oberrheingraben, norddeutsches Tiefland)
- **Frankreich**
(Pariser Becken, Massif Centrale, Rhône-Tal)
- **Spanien** (Katalonien)
- **Italien** (Toskana, die Wiege der Geothermie)
- **Ungarn** (Pannonische Platte)
- **Türkei** (insbesondere Westtürkei)

Arbeiten Sie derzeit an der Entwicklung von konkreten Geothermieprojekten und in welchem Stadium befinden sich diese Projekte?

Baureif ist das Projekt Geretsried, ein Tiefen-Geothermie-Kraftwerk zur Stromerzeugung und Wärmenutzung etwa 35 km südlich von München mit einer elektrischen Leistung von 4,85 MW und einer thermischen von 33 MW. Das Projekt erhält den EEG-Einspeisetarif von 252 Euro/MWh für 20 Jahre. Start der Bautätigkeit ist noch im ersten Quartal 2017. Hierbei ist die Kommunalkredit unser Finanzierungspartner.

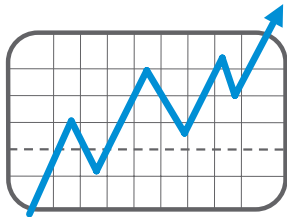


5,8 m

5,5 m



Die Autoren



STOP-LOSS GMBH

Stop-Loss Beratung und Investment GmbH

Mag. Helmut Hofer-Gruber

Annemarie Hofer, BSc

Die Autoren bedanken sich bei den Co-AutorInnen DI Wolfgang Diernhofer, MBA, Mag. Marian Ivanov und David Werner für die Ausarbeitung der Fokusthemen, bei den Außenwirtschaftszentren der Wirtschaftskammer Österreich und – stellvertretend für viele Experten und Mitarbeiter bei Regulatoren und anderen Behörden – bei den Herren Wim Buelens (Flämische Energieagentur, Brüssel), Mag. Martin Fliegenschnee-Jaksch (IG Windkraft, St. Pölten), Dr. Gerfried Koch (Klima- und Energiereferat Stadtgemeinde Baden bei Wien) und Riccardo Narducci (McDermott Will & Emery Studio Legale Associato, Rom), für die engagierte Unterstützung bei der Recherche.

Hinweis: um die Lesbarkeit der Studie zu erhöhen, wurde weitgehend auf Quellenangaben verzichtet. Die meisten Angaben zu installierter und prognostizierter Kapazität stammen von WindEurope bzw. von SPE. historische Daten stammen teilweise auch von Eurostat.

Kontakt:

helmut.hofer@stoploss.at

Tel.: +43 (0) 664/144 0285

Die Herausgeber



Kommunalkredit Austria AG

Die Kommunalkredit ist eine Spezialbank im stark wachsenden Markt für Infrastrukturfinanzierungen. Somit bildet die Kommunalkredit die Brücke zwischen den Errichtern von Infrastruktur wie Kommunen, Unternehmen der öffentlichen Hand oder privaten Projektbetreibern auf der einen Seite und institutionellen Investoren wie Versicherungen oder Pensionsfonds auf der anderen. Die Interessen beider Seiten ergänzen einander: Die Infrastrukturerrichter haben einen Strukturierungs- und Finanzierungsbedarf, die Investoren suchen nach Asset-Klassen mit langfristig stabilen Cashflows.

Mit ihrem hochspezialisierten Team deckt die Kommunalkredit die gesamte Wertschöpfungskette der Infrastrukturfinanzierung ab: Die Bank strukturiert Projekte in enger Kooperation mit den öffentlichen Auftraggebern und privaten Investoren, stellt die Finanzierung auf, führt die Bauphasenfinanzierung durch und stellt die langfristige Finanzierung in der Betriebsphase gemeinsam mit institutionellen Investoren wie Pensionsfonds oder Versicherungen dar, welche ihre Veranlagung zunehmend auf Asset-Klassen mit stabilen Cashflows ausrichten. Öffentlichkeitsnahe Infrastrukturprojekte bieten dabei ein attraktives Zielsegment. Im Fokus der Kommunalkredit stehen Projekte in den Bereichen Energie & Umwelt (insbesondere nachhaltige Energieträger), soziale Infrastruktur (Pflegeheime, Gesundheits- und Bildungseinrichtungen, Verwaltungsgebäude) und Verkehr (Nahverkehrskonzepte, Straße, Schiene).

Die Kommunalkredit pflegt gute Beziehungen zur öffentlichen Hand und arbeitet intensiv mit namhaften supranationalen Institutionen wie EIB, KfW, EBRD, OECD sowie nationalen und internationalen Entwicklungsagenturen zusammen. Die Beteiligungen Kommunalkredit Public Consulting und Kommunalkredit Net ergänzen das Leistungsspektrum der Kommunalkredit mit technischer Expertise und Netzwerkkompetenz.

Weitere Informationen finden Sie unter www.kommunalkredit.at.

Kontakt:

Dr. Jörg Autschbach
Leiter Vertrieb

Kommunalkredit Austria
Tel.: +43 (0) 1/31 6 31-150

E-Mail: j.autschbach@kommunalkredit.at



Kommunalkredit Public Consulting GmbH

Die Kommunalkredit Public Consulting ist der kompetente Partner für Klima- und Umweltschutzprojekte in den Bereichen erneuerbare Energie, Energieeffizienz, Mobilitätsmanagement, Siedlungswasserwirtschaft, Schutzwasserwirtschaft und Altlastensanierung.

Bereits seit 1993 managt die Kommunalkredit Public Consulting die Umweltförderungen des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW). Seit 2003 wurde die Förderungspalette sukzessive ausgebaut; so werden zusätzlich Förderungen für den Klima- und Energiefonds, das Wirtschaftsministerium, das Finanzministerium, die Europäische Union (EU) und einige Bundesländer abgewickelt.

Im internationalen Klimaschutz ist die Kommunalkredit Public Consulting ein wichtiger Player am Carbon-Markt und hat sich als Spezialist für die Klimafinanzierung und das freiwillige CO₂-Offsetting etabliert.

Im Geschäftsfeld Beratung ist sie für namhafte nationale und internationale Organisationen und Finanzinstitutionen erfolgreich tätig. Das Spektrum umfasst neben technisch-wirtschaftlichen Beratungsleistungen und der Erstellung von (Markt-)Studien auch Capacity Development und Policy Advice. Die inhaltliche Expertise liegt dabei insbesondere im Energie- und Energieeffizienzbereich, im Bereich der Wasserwirtschaft sowie im Klimaschutz und in der Entwicklungsfinanzierung. Internationale Finanzierungsinstitutionen, speziell in den EU-Beitrittskandidatenländern Südosteuropas, in Osteuropa und in der Kaukasus-Region sowie in den Mittelmeer-Anrainerstaaten zählen zu den Auftraggebern und Partnern.

Mit den Förderungs- und Beratungsaktivitäten trägt die Kommunalkredit Public Consulting aktiv zur Entwicklung und Verbreitung von Umwelt- und Technologiestandards im In- und Ausland bei.

Weitere Informationen finden Sie unter www.publicconsulting.at.

Kontakt:

Selma Herco
Unternehmenskommunikation
Kommunalkredit Public Consulting
Tel.: +43 (0) 1/31 6 31 - 209
E-Mail: s.herco@kommunalkredit.at



Saxinger Chalupsky & Partner Rechtsanwälte GmbH (SCWP Schindhelm)

SCWP Schindhelm ist eine der führenden Rechtsanwaltskanzleien in Österreich und Mitglied der international tätigen Schindhelm-Allianz europäischer Wirtschaftskanzleien. Die Allianz ist aktuell mit mehr als 200 Juristen an 24 Standorten in 12 Ländern tätig und verfügt über ein internationales Energierechtsteam bestehend aus mehr als 35 Juristen mit langjähriger Erfahrung und speziellem Fokus in den Bereichen Energierecht, Beratung bei Projektentwicklungen, Finanzierungen von Energieprojekten sowie Energiehandel.

Die Expertise umfasst die Strukturierung komplexer Fusionen und Übernahmen, den Verkauf von Vermögenswerten an Gesellschaften, Dienstleistungen und Beratungen auf dem Alternativenenergiesektor sowie regulatorische Themenstellungen.

Das multidisziplinäre Team von SCWP Schindhelm setzt sich einerseits aus Juristen, die mit der Branche Erneuerbare Energie aufgrund langjähriger, enger Zusammenarbeit mit Unternehmen aus diesem Bereich oder eigener Tätigkeit in diesem Sektor eng vertraut sind, und andererseits aus Experten anderer Rechtsgebiete, die für Alternativenenergieprojekte von äußerster Bedeutung sind, zusammen. Vor allem die Bereiche Projektfinanzierung, Wettbewerbsrecht, Versicherungsrecht, öffentliches Recht und Gesellschaftsrecht werden hierbei insbesondere berücksichtigt. Darüber hinaus sind die umfangreichen Erfahrungen mit Energieprojekten von Nordamerika über Europa und Afrika bis Asien als auch die internationale Vernetzung, Merkmale, die das Team Erneuerbare Energie von SCWP Schindhelm besonders auszeichnen.

Weitere Informationen finden Sie unter www.scwp.com.

Kontakt:

Dr. Thomas Ruhm
Rechtsanwalt und Partner bei SCWP Schindhelm

Tel.: +43 (0) 1 / 9050 100-252
E-Mail: t.ruhm@scwp.com

Abkürzungsverzeichnis

ASP	Administrative Strike Price; Höchstwert pro MWh bei Auktionen in UK
CEE	Central and Eastern Europe; Zentral- und Osteuropa
CfD	Contract for Difference
COP	Conference of the Parties (die UN-Klimakonferenzen werden so abgekürzt und durchnummeriert, COP 23 folgt im November 2017 in Bonn)
CPA	Certificate Purchase Agreement; Abnahmevertrag für Grünzertifikate
CWaPE	Commission wallonne pour l'Énergie; Wallonische Energiebehörde
E-Control	Österreichische Energieregulierungsbehörde
EC	European Commission; Europäische Kommission
EE	Erneuerbare Energie(n)
EEG	Erneuerbare Energie Gesetz (allgemein)
EEX	Strombörse in Leipzig
ELIA	Belgischer Übertragungsnetzbetreiber
ElWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz in Österreich
EU	Europäische Union (28 Mitgliedstaaten)
EUR	Euro
EZB	Europäische Zentralbank
FEE	France Énergie Éolienne; Interessenvertretung der französischen Windbranche
FIP	Feed-in-Premium; Einspeiseprämie, die zumeist zusätzlich zum Marktpreis ausbezahlt wird
FIT	Feed-in-Tariff; fixe Einspeisevergütung
GBP	Britische Pfund
GC	Grünzertifikat(e)
GSE	Gestore dei Servizi Energetici; italienische Ökostrom-Abwicklungsstelle
GW/GWh	Gigawatt (1.000 W)/Gigawattstunde
GWp	Gigawatt peak
KLI.EN	Österreichischer Klima- und Energiefonds
kW/KWh	Kilowatt (1.000 W)/Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kWp	Kilowatt peak: Einheit der maximalen Leistung einer Photovoltaik-Anlage

MIP	Minimum Import Tariff; Mindestzoll der EU auf chinesische PV-Komponenten
MW/MWh	Megawatt (1.000 kW)/Megawattstunde
MWe	Megawatt elektrischer Leistung (Geothermie)
MWp	Megawatt peak: Einheit der maximalen Leistung einer Photovoltaik-Anlage
MWt	Megawatt thermischer Leistung (Geothermie)
n/a	not available; nicht verfügbar
NAP	Nationaler Aktionsplan (kurz für NREAP)
NREAP	National Renewable Energy Action Plan; auch kurz NAP
OeMAG	Österreichische Abwicklungsstelle für Ökostrom AG
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets; britische Regulierungsbehörde
ÖSG	Ökostromgesetz (Österreich)
PPA	Power Purchase Agreement; Energieabnahmevertrag
PV	Photovoltaik
ROC	Renewable Obligation Certificate; britisches Grünzertifikat
RÖE	Rohöleinheit, Maßeinheit für die Energiemenge, die beim Verbrennen von einem Kilogramm Erdöl freigesetzt wird
RWE	Großer europäischer Energieversorger mit Sitz in Deutschland
SDE+	Stimulering Duurzame Energieproductie; Förderung erneuerbarer Energieproduktion in den Niederlanden
SPE	Solar Power Europe; europäische Interessenvertretung der Solarbranche (früher: EPIA)
TGE	Towarowa Gielda Energii; polnische Energiebörse
THG	Treibhausgas(e)
TW	Terawatt (1 TW = 1.000 GW)
TWh	Terawattstunde
UK	United Kingdom; Vereinigtes Königreich (England, Schottland, Wales, Nordirland)
UN	United Nations; Vereinte Nationen
URE	Urząd Regulacji Energetyki; polnischer Regulator
USD	US-Dollar

Impressum

Eine Studie der Kommunalkredit Austria
in Kooperation mit SCWP Schindhelm.

Herausgeber und Träger

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

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

Für den Inhalt verantwortlich

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

Für die inhaltliche Ausarbeitung danken die Herausgeber

Mag. Helmut Hofer-Gruber (Stop-Loss GmbH)

Co-AutorInnen:

DI Wolfgang Diernhofer, MBA
(Kommunalkredit Public Consulting GmbH)
Mag. Marian Ivanov (Kommunalkredit Austria AG)
David Werner (Kommunalkredit Austria AG)

Fotos

Shutterstock, Fotolia

Layout

suxcess solution Design | Web | IT GmbH
7423 Pinkafeld, Am Platzl 7
www.ErfolgstKeinZufall.net

Druck

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

Bezugsquelle

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

Disclaimer

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

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

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

Anmerkung zur Umrechnung EUR-Wechselkurse:
Alle Umrechnungen von einer Fremdwährung in EUR erfolgten zu den von der Oesterreichischen Nationalbank veröffentlichten Referenzkursen der EZB für Jänner 2017.

Stand der Information: Februar 2017,
veröffentlicht im April 2017.

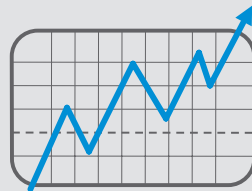


Dieses Produkt entspricht dem Österreichischen Umweltzeichen
für schadstoffarme Druckprodukte (UZ 24), UW-Nr. 715
Grasl FairPrint, Bad Vöslau, www.grasl.eu



A large rectangular area with a solid border and horizontal dotted lines, intended for handwritten notes.

This area contains a large rectangular frame with horizontal dotted lines, typical of a writing template or a grid for data entry. The lines are evenly spaced and extend across the width of the page, providing a guide for text alignment and structure.



STOP-LOSS GMBH

Design: www.sucess-solution.at

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

INFRA BANKING EXPERTS

Eine Studie der Kommunalkredit Austria in Kooperation mit SCWP Schindhelm.