BWE

Bundesverband WindEnergie

STUDIE

Ausschreibungsmodelle für Wind Onshore: Erfahrungen im Ausland

Laufzeit des Vorhabens: April – Juli 2014

Endbericht

www.wind-energie.de

izes gGmbH

Institut für ZukunftsEnergieSysteme

STUDIE

Ausschreibungsmodelle für Wind Onshore: Erfahrungen im Ausland

Laufzeit des Vorhabens: April – Juli 2014

izes gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 5

1. Kurzfazit 6

2. Einleitung 9
Grundlagen der Bewertung von Ausschreibungen für Windenergieanlagen als energiepolitisches Instrument

3. Ausschreibungen während der Startphase der industriellen Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung 13
3.1 Großbritannien 13
3.1.1 Die Non Fossil Fuel Obligations als Ausschreibungsverfahren 13
3.1.2 Beurteilung der Ausschreibungsverfahren in Großbritannien gemäß des eingangs formulierten Zielkanons 18
3.2 Irland 20
3.2.1 Das Alternative Energy Requirement in Irland 20
3.2.2 Beurteilung der Ausschreibungsverfahren in Irland gemäß des eingangs formulierten Zielkanons 22
3.3 Zwischenfazit: Ausschreibungen als Lernprozess 23

4. Die heutige Situation: Ausschreibungen als politisches Instrument im Spannungsfeld verschiedener Zielsetzungen 25
4.1 Brasilien 25
4.1.1 Ausschreibungen in Brasilien 25
4.1.2 Beurteilung der Ausschreibungsverfahren in Brasilien gemäß des eingangs formulierten Zielkanons 33
4.2 Südafrika 34
4.2.1 Das Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Program als Ausschreibungssystem in Südafrika 34
4.2.2 Exkurs: Analyse der Projektiererstruktur für Windenergie-projekte in Südafrika 45
4.2.3 Beurteilung der Ausschreibungsverfahren in Südafrika gemäß des eingangs formulierten Zielkanons 48
4.3 Italien 49
4.3.1 Ausschreibungen in Italien 49
4.3.2 (Erweiterte) Beurteilung der Ausschreibungsverfahren in Italien gemäß des eingangs formulierten Zielkanons 60
4.4 Niederlande 64
4.4.1 Das SDE+ Programm in den Niederlanden 64
4.4.2 Beurteilung der Ausschreibungsverfahren in den Niederlanden gemäß des eingangs formulierten Zielkanons 68

5. Zusammenfassung 69

6. Literaturverzeichnis 74
Primärdaten 77
Abbildungsverzeichnis 78
Tabellenverzeichnis 79

1. Kurzfazit

Die im EEG 2014 geplante, generelle Einführung von Ausschreibungsverfahren bereits ab dem Jahr 2017 zur Ermittlung der Vergütungshöhen von Stromerzeugungsanlagen auf der Basis Erneuerbarer Energien anstelle der bisherigen administrativen Festlegung bedeutet einen sehr weit reichenden Instrumentenwechsel.

Die hier vorliegende Studie geht anhand der Analyse der in anderen Staaten gemachten Erfahrungen der Frage nach, inwieweit dort Ausschreibungsdesigns existieren, die als Grundlage für erfolgreiche Ausschreibungen für Windenergie in der Bundesrepublik dienen können. Dabei werden insbesondere die im EEG 2014 definierten Zielsetzungen der Bundesregierung (Kosteneffizienz, EE-Zielerreichung und Akteursvielfalt), aber auch weitere Ziele wie die Investitionssicherheit, die regionale Streuung des Ausbaus oder die dynamische Effizienz hier untersucht.

In Bezug auf das Ziel der **Kosteneffizienz** kommt diese Kurzstudie zu keinem belastbaren Ergebnis. Dabei sind direkte Vergleiche der Vergütungshöhen generell kaum aussagekräftig, da sie in jedem Staat von sehr unterschiedlichen Faktoren beeinflusst werden können, so v.a. den Windverhältnissen, aber auch vom Zinsniveau, den Netzanschluss- oder Genehmigungskosten, dem Bestehen eines Inflationsausgleichs bei der Vergütungshöhe oder dem Zeitversatz zwischen Ermittlung der Vergütungshöhe in einer Auktion und der Inbetriebnahme. Dies ist insbesondere in Brasilien oder Südafrika von Belang, wo die in den Jahren 2009 bis 2011 auktionierten Anlagen teilweise erst jetzt in Betrieb genommen werden.

In den Staaten, in denen die Vergütungshöhe in Auktionen ermittelt wurde, sind in den ersten Ausschreibungsrunden (Italien bisher zwei, Südafrika bisher drei) die Vergütungshöhen zunächst zurückgegangen, wenngleich auf sehr unterschiedlich hohem Niveau. Es zeigt sich jedoch in Brasilien - als einzigem Land, das schon länger (seit 2009 gab es elf Ausschreibungen für Windenergie) mit Ausschreibungen arbeitet -, seit Beginn des Jahres 2013 eine umkehrende Tendenz: die ermittelten Vergütungshöhen steigen wieder an. Die Ausschreibungssysteme in Italien und Südafrika dagegen existieren noch nicht lange genug, um mittelfristige Trends bewerten zu können.

Trotz der in Brasilien erheblich besseren Windverhältnisse und zuletzt durchschnittlichen Gebotsgrößen von 90 bis 100 MW liegen die ermittelten, über 20 Jahre fixen Einspeisevergütungen mit Inflationsausgleich nur wenig unter den in Deutschland für den entsprechenden Zeitraum im EEG festgelegten Werten. In Südafrika sind bei einer starken Marktkonzentration auf wenige, große Akteure und Projekte deutlich niedrigere Gebotspreise erzielt worden – allerdings ist heute noch nicht bewertbar, ob diese Projekte auch errichtet werden. In Italien (mit seinen weniger ertragreichen Windverhältnissen und teils schwierigen geographischen Bedingungen) liegen die in den Ausschreibungen ermittelten Preise deutlich über den in Deutschland im EEG festgelegten Werten und auch hier ist noch nicht bewertbar, ob die zu diesen Preisen kontrahierten Projekte tatsächlich errichtet werden.

Wissenschaftlich aussagekräftig ist in Bezug auf die Bewertung der statischen Kosteneffizienz von Ausschreibungen daher vor allem die längerfristige Entwicklung der Vergütungen.

In Bezug auf eine **zielgenauere Steuerung** des Ausbaus Erneuerbarer Energien mittels Ausschreibungen lässt sich auf der Grundlage der ausländischen Erfahrungen die vorläufige These vertreten, dass dies mitnichten der Fall ist und dass

Ausschreibungen häufig zu einer deutlichen Unterschreitung der Ausbauziele geführt haben. In den Niederlanden wurden zwischen 2011 bis 2013 gesamt 74 Windparks kontrahiert, von denen insgesamt bislang (Stand Beginn 2014) nur 10 gebaut worden waren. In Brasilien sind gegenwärtig – bezogen auf die Leistung – noch nicht einmal so viele Auktionsgewinner-Anlagen in Betrieb, wie in der ersten Ausschreibung im Jahr 2009 kontrahiert wurden. In Südafrika sind gegenwärtig erst zwei der elf im Jahr 2011 kontrahierten Anlagen in Betrieb; die Inbetriebnahme der neun anderen wird für dieses Jahr erwartet. Für Italien, wo im Sommer 2012 die erste Ausschreibung stattfand, lassen sich noch keine Umsetzungsraten bewerten.

Auch dies zeigt, dass für eine aussagekräftige Bewertung der Möglichkeit, den EE-Ausbau zielgenauer über Ausschreibungen steuern zu können, die Beobachtung mehrerer vollständiger Bauzyklen notwendig ist, insbesondere dann, wenn in den Ausschreibungen sehr niedrige Vergütungshöhen erzielt werden. Hier zeigt erst die mittelfristige Analyse, ob es sich um einen erfolgreichen Einsatz des Instrumentes der Ausschreibungen handelt, oder ob die Marktteilnehmer unrealistische ‚Kampfpreise' (sog. ‚underbidding') geboten haben. Dies wirft dann weitere Fragen auf:

Wie soll erstens in einem Ausschreibungssystem in Deutschland mit möglichen Untererfüllungen des EE-Zieles umgegangen werden? Müsste eine ‚Überdimensionierung' der auktionierten Leistung in Kauf genommen werden, was in der Bietphase noch mehr Akteure notwendig macht, die das notwendige Überangebot für eine wirksame Konkurrenz innerhalb einer Auktion bereitstellen? Wie soll hier mit einer für die Bundesrepublik empfehlenswerten regionalen Differenzierung umgegangen werden?

Zweitens stellt sich die Frage, wie ein – wie die Studie anhand der Beispiel der Niederlande, Großbritanniens und Irlands klar aufzeigt – notwendiges System von Pönalen und Sicherheiten (sog. bid bonds) ausgestaltet werden kann, das einerseits nicht zu einem Hemmnis für kleinere Akteure wird, andererseits aber auch die gewünschte Wirkung der Bewertung der Solidität der Bieter und der Ernsthaftigkeit ihrer Angebote entfalten kann? Hierzu wären weitere Studien notwendig, um die einerseits die bisherige Wirkung und andererseits die reale Durchsetzung von Pönalen in den ausländischen Ausschreibungssystemen detailliert zu untersuchen, da dieses Thema (trotz konstatierter Zielverfehlungen oder Verzögerungen) bislang kaum erforscht ist.

In Bezug auf die **Akteursvielfalt** fällt es besonders schwer, bei den untersuchten Ländern Beispiele zu finden, wo bzw. wie auf dieses Kriterium Rücksicht genommen wurde. Dies liegt einerseits daran, dass hierzu bislang kaum systematische Daten erhoben wurden, andererseits auch daran, dass in kaum einem der hier betrachteten Länder eine der Bundesrepublik vergleichbare Akteursvielfalt anzutreffen ist.

Das Beispiel Südafrikas kann hier noch am ehesten für diesbezügliche Erkenntnisse herangezogen werden, da die dortige Regierung eine explizite Beteiligung der ‚nicht-weißen' Bevölkerungsgruppen an wirtschaftlichen Tätigkeiten und Investitionen im Rahmen des sog. ‚Broad Based Black Economic Empowerment' (BBBEE) gesetzlich durchgesetzt hat. Dieses Vorgehen verdient es sicherlich, genauer untersucht zu werden. Es darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass

sich bei den Projektierern und Anlagenbauern in Südafrika bereits nach der dritten Auktionsrunde eine starke Marktverengung eingestellt hat. So könnten Elemente des Prinzips der ‚BBBEE-Scorecard' möglicherweise grundsätzlich genutzt werden, um weiterhin Bürgerbeteiligung bei Ausschreibungen möglich zu machen; Hilfestellungen für eine mittelstandsfreundliche Aufrechterhaltung der Akteursvielfalt in der Bundesrepublik liefert Südafrika jedoch nicht.

Die **regionale Streuung des Windenergieausbaus** spielt bislang in keinem der untersuchten Länder eine besondere Rolle. Aufgrund der politischen Präferenz bezüglich der statischen Kosteneffizienz wird in den sechs hier untersuchten Ländern in Kauf genommen, dass sich der Windenergieausbau fast vollständig auf die kostengünstigsten Standorte konzentriert. Gerade in Brasilien und Südafrika haben Ausschreibungen zu einem sehr frühen Zeitpunkt der nationalen Windenergienutzung begonnen, so dass noch zahlreiche hervorragende und sehr große Standorte verfügbar sind, die niedrige Gebote ermöglichen. In der dicht besiedelten und schon mit einem gewissen Maß an Windkraft ausgestatteten Bundesrepublik bestehen – auch angesichts der hier spezifischen geographischen Struktur von Stromnachfrage und Winddargebot - entsprechend gänzlich andere Bedingungen, die deutlich kleinteiliger sind und es wohl auch bleiben werden.

Zuletzt sollte bei der Einführung eines Auktionssystems darauf geachtet werden, dass nicht nur die statische Effizienz beachtet wird, sondern auch die **dynamische Effizienz**. Hierzu gehört neben den Fragen der Akzeptanz und einer systemdienlichen regionalen Verteilung der Windenergieanlagen auch die erfolgreiche technologische Weiterentwicklung der Windenergie sowie ihre Netz- und Systemintegration, die alle erhebliche Auswirkungen auf die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Energieversorgung haben.

All diese Anforderungen an ein erfolgreiches Auktionsdesign relativieren damit ein bedeutendes Motiv für Ausschreibungen: eine Entlassung der Politik aus der Verantwortung administrativer Festlegungen und stattdessen eine Übertragung von Verantwortung an den ‚neutralen' Markt. Auch wenn die Politik sich der Verantwortung der Festlegung der Vergütungen entledigen kann, geschieht dies – wie diese Studie zeigt - um den Preis von umso mehr anderen Anforderungen an den Regulator bzw. Auktionator, denen dieser genügen muss, wenn er ein funktions- und zukunftsfähiges Auktionsdesign erarbeiten soll.

Im Sinne der Erreichung der EE-Ausbauziele erscheint es daher ratsam, sehr vorsichtig an das Instrument der Ausschreibungen heranzugehen und sich nicht vorschnell von administrativ festgelegten Vergütungshöhen und den hiermit einhergehenden, niedrigeren Investitionsrisiken und Transaktionskosten zu verabschieden. Ebenso erscheint es angemessen, die Spielräume, die die EU-Kommission in ihren ‚Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020' vom 9.4.2014 lässt, weitestgehend zu nutzen und insbesondere die ‚De-Minimis-Regeln' auszuschöpfen.

2. Einleitung

Grundlagen der Bewertung von Ausschreibungen für Windenergieanlagen als energiepolitisches Instrument

Das am 27.6.2014 vom Bundestag beschlossene EEG 2014 enthält in seinen ersten Passagen drei grundsätzliche Zielsetzungen für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (=EE). Dies sind Ausbaukorridore für die quantitativen Ausbauziele insgesamt und für die einzelnen Energieträger. Danach sollen jährlich rund 6 GW Leistung neu installiert werden (gem. § 3 zusammengesetzt aus einem jährlich angestrebten Zubau an Stromerzeugungsanlagen von jeweils 2,5 GW Wind onshore (Nettozubau) und PV, knapp 800 MW Wind offshore und 100 MW Biomasse). An zweiter Stelle wird das Ziel aufgestellt, *„den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch stetig und kosteneffizient auf mindestens 80 Prozent bis zum Jahr 2050 zu erhöhen."*

Die Verstetigung des Ausbaus soll mittels der nun für alle Technologien eingeführten Ausbaukorridore erzielt werden. Als ein Mittel (unter mehreren) zur Erzielung der ‚Kosteneffizienz' soll gemäß § 2, Absatz 5 EEG bis spätestens 2017 verbindlich die ‚Förderhöhe'[1] des angestrebten Zubaus wettbewerblich durch Ausschreibungen ermittelt werden. Gleichzeitig soll bei der Umstellung auf Ausschreibungen die Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gewahrt bleiben. Damit ergibt sich für den Ausbau der Erneuerbaren Energien und insbesondere für die Einführung von Ausschreibungen eine Zieltrias aus der Erreichung der EE-Ziele, der Kosteneffizienz und der Akteursvielfalt. Innerhalb dieser Zieltrias ergibt sich eine Hierarchie dergestalt, dass die wettbewerbliche Ermittlung der Vergütungen durch Ausschreibungen als Instrument zur Erzielung der ‚Kosteneffizienz' genutzt werden und gleichzeitig die beiden anderen Zielsetzungen nicht beeinträchtigen soll. In dieser Konstellation - ein Instrument (Ausschreibungen) als Mittel zu einem Zweck (Erreichung von Kosteneffizienz) und der Frage nach dessen Interaktion mit den beiden anderen Zielen – kann man aus energiepolitischer Sicht drei Schritte der Bewertung herausstellen, die im Folgenden konkreter ausgeführt werden:

1. Die Motivationen für die Einführung des Instruments Ausschreibungen
2. Die Interaktionen zwischen den Zielen der Zieltrias der Bundesregierung
3. Die weitere Eignung des Instruments der Ausschreibungen von Onshore-Windenergieanlagen in Bezug auf die diversen Herausforderungen im Rahmen der Systemtransformation.

An erster Stelle gilt es für die energiepolitische Bewertung des Instruments der Ausschreibungen, die Motivationen für dieses Instrument zu kennen und damit die Instrumentenwahl angemessen und umfassend beurteilen zu können.
Die Befürworter von Ausschreibungen führen insbesondere drei Gründe für deren Vorteilhaftigkeit gegenüber anderen Instrumenten ins Feld:

- zum ersten, die vermeintlich höhere (statische) ökonomische Effizienz im Vergleich zur administrativen Festlegung von Zahlungsströmen,
- zum zweiten die Annahme, die Finanzierung erneuerbarer Energien könnte durch Ausschreibungen weniger vom Ruch des Hinterzimmer-Lobbyismus und möglicher ‚Deals' zu Lasten Dritter belastet sein und
- zum dritten die Möglichkeit einer zielgenaueren Steuerung des EE-Ausbaus.

1 Trotz der Nutzung des neuen Terminus ‚Förderhöhe' bzw. ‚Höhe der finanziellen Förderung' im EEG 2014 soll hier von der Refinanzierung bzw. der Vergütung/ den Vergütungshöhen die Rede sein. Einerseits ist es wissenschaftlich nicht erwiesen, dass sich Kraftwerksneubauten jeglicher Art in einem grenzkostenbasierten (Energy-only-)Markt alleine über die Markterlöse refinanzieren können, so dass die alleinige Anwendung des Begriffs ‚Förderung' für Erneuerbare Energien als unangemessen gelten kann. Andererseits handelt es sich beim Ausbau der EE um die Errichtung einer nachhaltigen Stromerzeugungsinfrastruktur, die generell einer (Re-)finanzierung der getätigten Investitionen bedarf.

In einem weiteren Schritt ist es für die Einschätzung der Effektivität des Instruments Ausschreibungen von Bedeutung, die möglichen Zielkonflikte zwischen den Zielen der Trias zu kennen. In zwei vorhergehenden Studien des IZES zu Ausschreibungsverfahren (Grashof 2013 und IZES 2014, Kap. 6) wurde gezeigt, dass bereits die Erreichung dieser Einzelziele von hoher Komplexität ist und von vielen Faktoren abhängt. Es wurden weiterhin die möglichen Zielkonflikte und faktischen Zielhierarchien zwischen den Einzelzielen untersucht.

Insbesondere die Akteursvielfalt stellte sich im Rahmen der unternommenen Analyse[2] als grundlegend für die Erreichung der beiden anderen Ziele (Zielerreichung und Kosteneffizienz) dar, so dass ihre Rolle keinesfalls unterschätzt werden sollte. Es konnte gezeigt werden, dass Akteursvielfalt auf allen Wertschöpfungsstufen des EE-Ausbaus eine wichtige Rolle spielt und nicht nur als eine ‚große Anzahl von Akteuren auf jeder Wertschöpfungsstufe' definiert werden sollte. Auch die verschiedenen Typen von Akteuren sind für das Gelingen der EE-Zielerreichung notwendig:

- Einzelpersonen oder Genossenschaften, die in die Energiewende investieren wollen und für die planbare Investitionsmöglichkeiten mit niedrigen Renditeerwartungen akzeptabel sind,
- mittelständische Unternehmen, die z.B. Prozessinnovationen bei der Errichtung und beim Unterhalt der EE-Anlagen hervorbringen und damit zur Kostensenkung und zur technischen Weiterentwicklung beitragen,
- große Unternehmen, die Forschung betreiben und weltweit agieren (können) und somit zur Erzielung von technologischem Fortschritt und von Skaleneffekten bei der Produktion beitragen und nicht zuletzt auch
- die verschiedenen Akteure des Stromsektors, die an der Systemintegration der EE-Mengen beteiligt sind und die hier ebenso für technische, marktliche und prozessuale Innovationen sorgen.

Die Erfahrungen aus dem Energiesektor zeigen, dass gerade eine hohe Anzahl heterogener Unternehmen aller Wertschöpfungsstufen bessere Voraussetzungen dafür bieten, dass notwendige technische und prozessuale Innovationen durch den Wettbewerb untereinander entstehen als eine kleine Anzahl Unternehmen. Dies gilt insbesondere, wenn diese (kleine Anzahl an) Unternehmen die gleiche vertikale Integration über die verschiedenen Wertschöpfungsstufen hinweg besitzen. Gerade ein solcher Konzentrationsprozess kann zu vermachteten Marktstrukturen und zu Markteintrittsbarrieren für neue Unternehmen führen (vgl. Monopolkommission 2007, S. 85). Nicht zuletzt spielt für die Erhaltung der Akteursvielfalt auch die politisch zu gewährleistende Investitionssicherheit für die Projekte der Energiewende eine wesentliche Rolle. (vgl. hierzu IZES 2014, S. 35)

Damit Investitionen (in Boden, Kapital und Arbeit) in EE-Anlagen als nachhaltige Infrastruktur zur Strombereitstellung getätigt werden, ist eine Form von staatlich garantierter (Zusatz-)Vergütung für die Anlagenbetreiber (und die notwendigen Investoren) auf absehbare Zeit erforderlich, da die Refinanzierungsbeiträge alleine auf der Basis von Markterlösen als zu gering bzw. unsicher gelten können. Dieses Verhältnis zwischen Allgemeinheit als Auftraggeber und Anlagenbetreiber als Auftragnehmer ist im Kern ein Vertrag, in dem die Bedingungen festgelegt werden, die bestimmen, was und in welchem Rahmen die (potenziellen) Auftragnehmer den Auftrag (die Errichtung von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen) im Interesse der Allgemeinheit auszuführen haben und welche Gegenleistungen ihnen dafür zustehen.

Diese „Verträge“ müssen grundsätzlich zwei Bedingungen erfüllen:

- Sie müssen ‚mitmachkompatibel‘ sein, also derart gestaltet werden, dass die (potenziellen) Auftragnehmer überhaupt bereit sind, im Interesse der Allgemeinheit tätig zu werden.
- Sie müssen ‚anreizkompatibel‘ sein, also so gestaltet werden, dass die jeweiligen Auftragnehmer Anreize haben, so zu agieren, dass das Ergebnis dem Interesse des Auftraggebers am stärksten entspricht.

Daher ist die Sicherstellung von Investitionssicherheit als Grundlage für die Erhaltung der Akteursvielfalt zu werten. So soll sie hier als eigenes Kriterium für die Effektivität des Instruments Ausschreibungen behandelt werden. Investitionssicherheit bedeutet dann nicht nur die Gewährleistung von Rechtssicherheit für (bereits getätigte) Investitionen. Sie wird auch durch eine weitgehende Vergemeinschaftung von Risiken, die die ‚Auftragnehmer‘ (und ihre Investoren) zu tragen haben, gewährleistet. Wird diese Risikoübernahme auf viele Schultern verteilt, sollten die ‚Auftragnehmer‘ die weitgehende Planbarkeit der zu tragenden Risiken durch niedrige Renditeerwartungen honorieren. Dies kann die Zahl der potenziellen ‚Auftragnehmer‘ erhöhen.

Als dritter Bewertungsschritt für das energiepolitische Instrument der Ausschreibungen besteht die Frage nach der generellen Eignung des Instruments in Bezug auf die verschiedenen Herausforderungen, die kurz- und mittelfristig an die Weiterentwicklung der Windenergie und ihrer Nutzung gestellt werden.

Hierfür ist es wichtig, zwischen statischer und dynamischer Effizienz zu unterscheiden. Das Ziel der Wirtschaftlichkeit wird über die dynamische Effizienz erfasst, die grundsätzlich aus dem Vergleich von langfristigen Vollkosten des erneuerbar geprägten Stromsystems mit anderen Stromsystemen zu prüfen ist. Dabei sind auch intertemporale Kostensenkungseffekte, die sich z. B. aus Lerneffekten ergeben, zu beachten (vgl. IZES/ BET/ Prof. Bofinger 2013, S. 37).

Das heißt, dass für eine günstige Zielerreichung bei der Energiewende andere Faktoren nicht vernachlässigt werden dürfen. Hierzu zählt insbesondere[3] die Rolle der technologischen Weiterentwicklung der Windenergieanlagen und der notwendigen ‚Peripherie‘ zur Netz- und Systemintegration der Windenergieanlagen. Zur Netz- und Systemintegration der Windenergie gehören jedoch nicht nur rein technische Lösungen, sondern auch prozessuale und marktliche. So gilt es, eine systemdienliche regionale Verteilung der Windenergieanlagen zu finden und umzusetzen, um einen bundesweiten Ausgleich der Anlagen selbst und ihrer Einspeisung zu erreichen und auch zur Vermeidung zukünftiger Fehlinvestitionen (wegen übermäßigen Engpassmanagements oder sonstiger Abregelungen oder wegen eines überdimensionierten Netzausbaus). Weiterhin sollten bundesweit akzeptierte Regeln bezüglich der Abstände zur Wohnbebauung oder zum Umgang mit Waldstandorten und Naturschutzbelangen geschaffen werden, die an die regionalen Belange angepasst sind und die die Akzeptanz der Technologien befördern: Nicht zuletzt bedeutet die Netzintegration der Windkraftanlagen aus marktlich-monetärer Sicht ggf. auch

2 Vgl. IZES 2014

3 Im Rahmen dieser Kurzstudie kann kein vollständiger Überblick über die Herausforderungen an die Windenergie im Rahmen der Systemtransformation erarbeitet werden. Wichtige Hinweise hierzu liefern z.B. Keller et al. 2013 und IWES 2014. Ein Bewertungsschema energiewirtschaftlicher Instrumente aus politikwissenschaftlicher Sicht ist z.B. in (IZES/ BET/ Prof. Bofinger 2013, S. 35 -38) zu finden.

den Verzicht auf eingespeiste Arbeit, die nicht in der Vergütungshöhe inbegriffen ist und das betriebswirtschaftliche Ertragskalkül von Anlagenbauern zusätzlich erschweren kann.

Diese Studie will anhand der Analyse der Erfahrungen verschiedener ausländischer Staaten, die bereits länger das Instrument der Ausschreibungen für den Bau von Onshore-Windenergieanlagen nutzen, zur umfassenden Bewertung gemäß der oben erläuterten Bewertungsebenen beitragen.

Dabei setzt diese Studie auf einer ersten Studie des IZES (vgl. IZES 2014, Kap. 6) für den Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) auf. Sie erweitert diese um vergangene Erfahrungen aus Großbritannien und Irland sowie um weitere Erfahrungen gemäß dieses Bewertungsschemas zu Brasilien und zusätzlich um Erfahrungen aus Italien und Südafrika. Der Vollständigkeit wegen werden auch die niederländischen Erfahrungen hier wieder aufgenommen,

Dabei stehen folgende Fragen im Vordergrund:

- Gibt es Beispiele für ausländische Ausschreibungsverfahren, in denen die Zieltrias der Bundesregierung weitgehend umgesetzt ist, oder lassen sich – umgekehrt – in den beschriebenen Ländern Beispiele für die Auflösung bestehender Zielkonflikte finden?
- Welche weiteren Schlüsse lassen sich aus den Erfahrungen dieser Staaten ziehen bzw. welche Konsequenzen für ein Auktionsdesign in der Bundesrepublik Deutschland ergeben sich hieraus?

Um möglichst aktuelle und für die hiesigen Fragestellungen relevante Ergebnisse präsentieren zu können, wurden für diese Kurzstudie neben der Sekundärliteratur insbesondere die in den einzelnen Ländern veröffentlichten Daten zu Ausschreibungsverfahren ausgewertet. Dies wird ergänzt durch Recherchen zur Akteursstruktur und den in den einzelnen Staaten bestehenden Energiepolitiken und EE-Zielsetzungen, um die Nachvollziehbarkeit der präsentierten Ergebnisse zu ermöglichen. Die Primärdaten und die Sekundärliteratur werden mit Interviews der IZES gGmbH mit vor Ort ansässigen deutschen Unternehmen, EE-Verbänden oder den Regulierungsbehörden abgeglichen. Fast alle Interviewpartner, die sich bereit erklärt haben, Auskunft zu erteilen, äußerten den Wunsch nach Respektierung unternehmensinterner Daten bzw. nach anonymer Wiedergabe ihrer Äußerungen. Daher können die Interviewpartner dieser Studie im Regelfall nicht namentlich zitiert werden.

Generell ist zu konstatieren, dass es bislang noch recht wenige systematische Studien über die Erfahrungen mit Ausschreibungsverfahren von EE-Anlagen gibt, die über einen längeren Zeitraum die ausländischen Erfahrungen in Bezug auf die Zielerreichung, die Kosteneffizienz der Ausschreibungen und die bestehende Akteursstruktur, dokumentieren und auswerten. Eine detaillierte systematische Darstellung kann im Rahmen der hier vorliegenden Kurzstudie nicht erstellt werden. Sie soll vor allem Impulse für die deutsche Debatte liefern, indem sie einen ersten Überblick über die Übertragbarkeit der Erfahrungen anderer Staaten für Binnenwindkraft-Ausschreibungen in der Bundesrepublik erstellt.

3. Ausschreibungen während der Startphase der industriellen Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung

3.1 Großbritannien

3.1.1 Die Non Fossil Fuel Obligations als Ausschreibungsverfahren

In Großbritannien wurden im Rahmen der sogenannten ‚Non Fossil Fuel Obligations' (NFFO) bereits in den 90er Jahren erste Erfahrungen mit Ausschreibungen für Onshore-Windenergieprojekte gesammelt. Im Folgenden sollen zunächst die wesentlichen Rahmendaten sowie die grundlegenden Auktionsdesignelemente vorgestellt und im Anschluss eine Bewertung der praktizierten Ausschreibungsverfahren vorgenommen werden. Die Betrachtung beschränkt sich auf die in England und Wales durchgeführten NFFO.

Im Rahmen des NFFO-Programms, das ursprünglich dem Ziel der Unterstützung kerntechnischer Energie diente (vgl. Mitchell 1995, S. 1078f), fanden zwischen 1990 und 1998 fünf Ausschreibungsrunden für Erneuerbare Energien, darunter auch Windenergie Onshore, statt. Es wurden jeweils Kapazitätsauktionen abgehalten, im Rahmen derer die Auktionsteilnehmer wettbewerbliche Gebote abgeben konnten (vgl. Gross & Heptonstall 2010, S. 8), die neben der angebotenen „verfügbaren" Leistung[4] jeweils eine Prämienzahlung pro Kilowattstunde enthielten (premium price). Diese diente dem Ausgleich der Differenz zu dem durchschnittlichen monatlichen Strombezugspreis (average monthly pool purchasing price) (vgl. Mitchell 1995, S. 1077; Mitchell 1996, S. 164). Somit sollte durch eine Art ‚fixe Marktprämie' die dem Anlagenbetreiber entstehende Kostendifferenz zwischen den Projektkosten und dem Stromgroßhandelspreis ausgeglichen werden. Die im Zuge der Privatisierung der Elektrizitätswirtschaft neu entstandenen regionalen Stromversorgungsunternehmen (‚Regional Energy Companies'; RECs) waren zur Abnahme des Stromes unter Zahlung des Prämienpreises verpflichtet. Durch eine Umlage auf die Stromverbraucher in Form einer Abgabe namens ‚Fossil Fuel Levy' (FFL) erfolgte eine Rückerstattung der dadurch entstehenden Kosten (vgl. Gross & Heptonstall 2010, S. 8).

Die politische Zielsetzung sah eine – nicht nach Technologiegruppen spezifizierte –EE-Leistungsinstallation von 600 MW ‚Declared Net Capacity' (= DNC, vgl. Fußnote[4]) bis 2.000 vor, die „willkürlich" festgesetzt und später auf 1.000 MW DNC bzw. 1.500 MW DNC nach oben korrigiert wurde (vgl. Mitchell 1996, S. 164). Im Auktionsdesign unterschieden sich insbesondere die ersten beiden Auktionsrunden NFFO1 (1990) und NFFO2 (1991) wesentlich von den weiteren drei Runden NFFO3 (1994), NFFO4 (1997) und NFFO5 (1998), weshalb keine direkte Vergleichbarkeit gegeben ist.

Im Rahmen von **NFFO1** im Jahr 1990 wurden insgesamt 75 Bieter mit zusammen 152 MW DNC an EE-Kapazitäten bezuschlagt, davon 12,21 MW DNC an Windenergie (9 Projekte). Von den Windenergieprojekten wurden wiederum sieben mit einer Gesamtleistung von 11,7 MW DNC tatsächlich errichtet (vgl. Mitchell 1996), was einer leistungsbezogenen Erfüllungsquote von gut 95 % entspricht. Die Preise wurden im Rahmen der NFFO1 anhand sogenannter ‚cost justification' bestimmt, einem Abstimmungsprozess zwischen Erzeugern und den zur Abnahme des Stromes verpflichteten RECs, bei dem eine Einzelbetrachtung der Projekte

4 Unter „verfügbarer" Leistung ist im Rahmen der NFFO die sogenannte ‚Declared Net Capacity' (DNC) einer Anlage (mit fluktuierender Erzeugung) zu verstehen, d.h. die Leistung, bei der diese Anlage eine im Vergleich mit einer fossilthermischen Grundlaststromerzeugungsanlage gleich hohe Jahresstromerzeugung generiert. Somit handelt es sich um das Produkt aus Nennleistung der Anlage und Kapazitätsfaktor. Nachvollzogen werden kann dies bei Wiser, der beispielhaft die „verfügbare" Leistung (DNC) einer 4 MW-Windenergieanlage bei einem Kapazitätsfaktor von 25% mit 1 MW DNC angibt (vgl. Wiser 2002, S. 2).

erfolgte, sodass kein Wettbewerb zwischen den Projekten auftrat (vgl. Mitchell 1995, S. 1080; IRENA 2012, S. 123). Die englische Regulierungsbehörde (Office of Electricity Regulation; OFFER) als Vorläuferin der heutigen Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) legte zusätzlich zu einer Prüfung der Projektfinanzen die Präqualifikationsanforderungen für die teilnehmenden Projekte fest, die unter anderem folgende Aspekte umfassten (vgl. hierzu Mitchell 1995, S. 1080f):

- Standortverfügbarkeit mit guten Aussichten auf den Erhalt einer Plangenehmigung,
- zufriedenstellende Aussichten auf Gewährung des Wegerechts und anderer notwendiger Voraussetzungen für den Netzanschluss,
- die technische Machbarkeit des Projektes und Plausibilität der prognostizierten Energielieferung,
- ein realistisches Inbetriebnahmedatum sowie
- eine ordentliche Darlegung und Begründung des Projektkapitals und der Projektkosten.

Da die große Bieterzahl[5] im Rahmen des Auktionsprozesses zu einer massiven Überschreitung des Auktionsvolumens geführt hätte, wurde eine Preisgrenze bei 6 p/kWh festgelegt, die später auf 9 p/kWh aufgrund der Kostenstruktur bei Onshore-Windenergie angehoben wurde (vgl. Mitchell 1996). Die erworbenen ‚power purchase agreements' (PPAs) galten aufgrund eines mit der EU-Kommission ausgehandelten Kompromisses bis 1998, also für acht Jahre (vgl. Mitchell 1995, S. 1079). [6]

Eine wesentliche Neuerung bei den **NFFO2**-Auktionen im Jahr 1991 bestand darin, dass diese als Einheitspreisauktion ausgestaltet wurden, bei der jeweils die letzte bezuschlagte Anlage einer Technologiegruppe (Wind Onshore, PV etc.) mit den höchsten Grenzkosten – dem ‚marginal price of technology band' (vgl. Faber et al. 2000, S. 21) – preisfestsetzend für das Technologiesegment war. Kritisieren lässt sich an dieser Praxis, dass durch den einheitlichen Preis für die Technologiebänder Marktlagengewinne für diejenigen Erzeuger mit günstigerer Kostenstruktur als die Grenzanlage entstanden (vgl. Mitchell 1996, S. 172). Insgesamt erhielten im Rahmen der NFFO2 ca. 472 MW DNC einen Zuschlag. Es fand ein Zubau von 53,91 MW DNC an Windenergie statt, womit nur 26 der 49 bezuschlagten Windprojekte mit einer Gesamtleistung von 84,43 MW DNC realisiert wurden (vgl. Mitchell 1996, S. 173). Somit lässt sich für Windenergie eine leistungsbezogene Erfüllungsquote von knapp 64% ermitteln, die wesentlich unter derjenigen der NFFO1 liegt. Dadurch, dass zu dem Zeitpunkt der NFFO2 keine Zahlungen über 1998 hinaus gewährleistet waren, war wegen des kürzeren Zahlungszeitraumes mit höheren Prämien im Vergleich zu NFFO1 zu rechnen. Durch die hohen Prämie bei Wind Onshore mit 11 p/kWh waren gute Renditen zu erwarten (vgl. Mitchell 1995, S. 1081). Dies kann somit eher nicht die geringere Realisierungsrate erklären.

Durch die zeitgleiche Entwicklung vieler Projekte im Rahmen der Ausschreibungszyklen entstand der Eindruck von ‚Zubauschüben' (vgl. Gross & Heptonstall 2010, S. 8). Das führte wiederum dazu, dass sowohl der Zubaugeschwindigkeit als auch der Standortwahl ein erhöhtes Augenmerk galt und lieferte somit Ansatzpunkte für Widerstände gegen den Ausbau der Windenergie (vgl. Mitchell 1996). Erschwerend kam hinzu, dass eine große Zahl der windstärksten Standorte an landschaftlich bedeutenden Stellen liegen, wodurch die Genehmigung einiger bezuschlagter Projekte scheiterte (vgl. Wiser 2002, S. 3f). Das mit dem Jahr 1998

knapp bemessene Enddatum für die PPAs war verantwortlich für hohen Zeitdruck, der dazu führte, dass der überwiegende Teil (83%) der im Rahmen von NFFO1 und NFFO2 errichteten Windturbinen aus dem Ausland stammte (vgl. Mitchell 1996).

Im Rahmen von **NFFO3** erhielten 1994 insgesamt rund 627 MW DNC an Kapazitäten einen Zuschlag, davon 165,62 MW DNC aus 55 Windprojekten (vgl. NFPA 2010). Etwa 293 MW DNC aus EE wurden tatsächlich errichtet[7] (vgl. Wiser 2002, S. 3). Erstmals erfolgte eine Differenzierung in kleinere Windprojekten mit weniger als 1,6 MW DNC, wo 34 Projekte mit 19,71 MW DNC und einem mittleren Prämienpreis von 5,29 p/kWh bezuschlagt wurden, und größere Windprojekte mit mehr als 1,6 MW DNC, von denen 31 Projekte mit 145,91 MW DNC bei einem mittleren Prämienpreis von 4,32 p/kWh erfolgreich waren (vgl. NFPA 2010; Mitchell 1996). Das Interesse überstieg das Auktionsvolumen bei weitem: 1.870 MW DNC an potenziellen Erzeugungskapazitäten mussten abgelehnt werden, was Diskussionen über fehlende Klarheit der energiepolitischen Ausrichtung und der Ausgestaltung der NFFOs auslöste (vgl. Mitchell 1996). Allerdings wurde ein großer Teil der bezuschlagten Projekte nicht realisiert (vgl. Mitchell & Connor 2004, S. 1937). Die Auktionen fanden von den NFFO3 an als preisdiskriminierende ‚pay as bid'-Auktionen statt. Zudem wurden PPAs für eine Dauer von 15 Jahren vergeben (vgl. Wiser 2002, S. 3), da eine diesbezügliche Einigung mit der EU-Kommission erfolgt war (vgl. Mitchell & Connor 2004, S. 1937). Eine weitere Neuerung war die Einräumung einer ‚Fünfjahresfrist' für die Erzeuger zum Erhalt einer Plangenehmigung, die den zeitlichen Druck auf die Projekte gegenüber den ersten beiden Runden entschärfte, sodass insgesamt die Finanzierung der Projekte erleichtert wurde (vgl. Mitchell 1996). Im Zeitraum von 1994 bis 1997 waren allerdings weiterhin Schwierigkeiten beim Erhalt von Plangenehmigungen festzustellen, die teilweise aus der Umsetzung von NFFO1 und NFFO2 resultierten (vgl. Mitchell & Connor 2004, S. 1937). Die Fünfjahresfrist setzte zudem einen Anreiz zu strategischem Bieten, da die Möglichkeit bestand, in Erwartung sinkender Technologiekosten während dieses Zeitraumes niedrige Gebote abzugeben (vgl. Wiser 2002, S. 3).

NFFO4 im Jahr 1997 erbrachte einen Zuschlag für rund 843 MW DNC an erneuerbaren Kapazitäten, von denen 156 MW DNC errichtet wurden (vgl. Wiser 2002, S. 3). Bei der Windenergie fand wieder eine Differenzierung zwischen kleineren und größeren Projekten statt, wobei die Grenze bei 0,768 MW DNC festgesetzt wurde. Es wurden 48 kleinere Windprojekte mit zusammen 330,36 MW DNC und einer durchschnittlichen Prämienhöhe von 3,53 p/kWh sowie 17 größere mit 10,33 MW DNC bei einem mittleren Prämienpreis von 4,57 p/kWh bezuschlagt (vgl. NFPA 2010). Auch bei den NFFO4 lag mit fast 900 Geboten über kumuliert 8.387 MW eine hohe Überzeichnung vor, obgleich später dennoch ein hohes Maß an Nichterfolgen zu konstatieren war (vgl. Mitchell 1996).

Im Rahmen von **NFFO5** im Jahr 1998 wurden 1.177 MW DNC bezuschlagt, von denen bis 2002 nur 55 MW DNC errichtet wurden (vgl. Wiser 2002, S. 3). Erneut fand eine Differenzierung in kleinere und größere Windprojekte statt. Die Kapazitätsgrenze lag bei 0,995 MW DNC, wobei 36 kleinere Projekte mit 28,67 MW DNC und einer durchschnittlichen Prämienhöhe von 4,18 p/kWh und 33 größere mit 340,16

5 Insgesamt wurden 370 Bieter über die Technologiesparten hinweg registriert (vgl. Mitchell 1995, S. 1081).
6 Dabei bestand auch die Möglichkeit, dass bereits existierende Windparks („existing parks" bzw. auch andere EE-Anlagen) nachträglich an den Auktionen teilnahmen. Allerdings geht aus den Dokumenten nicht klar hervor, wie viele der bezuschlagten Windparks bereits in Betrieb waren und welche Auswirkungen dies auf die Preisbildung in den Auktionen hatte. Vgl. Mitchell 1995, S. 1080)
7 Dabei wird in der Literatur nicht auf die Erfüllungsquote bei den einzelnen Technologien eingegangen.

MW DNC und einer durchschnittlichen Prämie von 2,88 p/kWh erfolgreich waren (vgl. NFPA 2010). Die letzten Gebotsrunden wurden weitestgehend als finanziell unrentabel eingestuft (vgl. IRENA 2012, S. 124).

TABELLE 1: Übersicht über die NFFO-Auktionen für Windenergie

Tabelle 1 fasst die Ausgestaltung der NFFO-Auktionen sowie die wesentlichen Ergebnisse für Windenergie zusammen.

	NFFO1	NFFO2	NFFO3	NFFO4	NFFO5
Vertragsperiode	1990-1998	1991-1998	1994-2009	1997-2012	1998-2013
Preisbestimmung	bilaterale Vereinbarungen	uniform price	pay as bid	pay as bid	pay as bid
bezugschlagte EE-Leistung [MW DNC]	152	472	672	843	1177
bezugschlagte Windleistung [MW DNC]	12,21	84,43	162,62	340,69	368,83
errichtete Windleistung [MW DNC]	11,7	53,91			
Erfüllungsquote [%]	95,82 %	63,85 %			
Durchschnittspreis Windenergie gesamt* [p/k Wh]	10	11	4,43	3,56	2,88
Durchschnittspreis kleinere Windenergieprojekte [p/k Wh]			5,29	3,53	4,18
Durchschnittspreis größere Windenergieprojekte [p/k Wh]			4,32	4,57	2,88

* Bei den angegebenen Werten ist aufgrund unterschiedlicher Ausgestaltungen und differenzierender Schwellenwerte keine Vergleichbarkeit gegeben.

Darstellung: IZES gGmbH in Anlehnung an Faber et al. 2000, S. 21; NFPA 2010; IRENA 2012, S. 124; Wiser 2002, S. 3.

Es lässt sich feststellen, dass die NFFO-Mechanismen zwar einerseits erste Impulse zum Zubau an Windenergieanlagen lieferten und für das Entstehen einer Windindustrie in Großbritannien sorgten (vgl. Mitchell 1995, S. 1085). Andererseits schienen sie durch ein hohes Maß an Nichtrealisierungen, insbesondere in den späteren Auktionsrunden (vgl. z. B. Faber et al. 2000, S. 21f) sowie durch energiepolitische und planungstechnische Unsicherheiten (vgl. bspw. Mitchell 1995, S. 1089f) geprägt zu sein. Insbesondere hinsichtlich der Zielsetzungen zum Ausbau der EE bestanden anfänglich Ungewissheiten, die sich darin wiederspiegelten, dass kein konkretes Ausbauziel vorhanden bzw. eine häufige Zielanpassung zu beobachten war. Dies erschwerte eine Abstimmung des Ausschreibungssystems auf das politisch gewünschte Ausbauziel.

Aus Sicht des Auktionsdesigns sind vor allem folgende Ausgestaltungen zu kritisieren, durch deren Zusammenwirken der Erfolg der NFFO mäßig ausfiel:

- Das zu niedrig angesetzte Auktionsbudget: Der Angebotsüberhang in den Auktionsrunden legt die Vermutung nahe, dass die NFFO einen ruinösen Wettbewerb generierten. Im Zusammenspiel mit der fehlenden Pönalisierung und zu optimistischen Kosteneinschätzungen erfolgte häufig eine Bezuschlagung zu niedriger, unwirtschaftlicher Gebote (vgl. Mitchell & Connor 2004, S. 1937). Die Folge war, dass viele nicht erfolgreiche Projektierer vergeblich Zeit und andere Ressourcen investierten (vgl. Mitchell 1995, S. 1084). Der hohe Wettbewerbsdruck hätte durch eine Ausweitung des Auktionsbudgets abgeschwächt werden können (vgl. Mitchell & Connor 2004, S. 1937).
- Die fehlende Pönalisierung: Infolge der geringen Chance, in der Auktion erfolgreich zu sein, schien sich das Konzept zu etablieren, sich durch Abgabe eines niedrigen Gebotes einen Zuschlag zu sichern. Die anschließende Nichtrealisierung des Projektes hatte keine Konsequenzen, sodass sich der strategische Vorteil nutzen ließ, durch das eigene erfolgreiche Gebot die Konkurrenten von einer Projektrealisierung abzuhalten (vgl. Mitchell & Connor 2004, S. 1937).
- Das Entwicklungsstadium der Projekte: Der Zuschlag im Rahmen der NFFO wurde in einem frühen Projektstadium erteilt, bereits vor der Erteilung einer Plangenehmigung. In der Praxis scheiterten einige Projekte am Erhalt dieser Genehmigung (vgl. IRENA 2012, S. 122f). Zudem war eine unzureichende Abstimmung zwischen den Planungs- und den Ausschreibungsverfahren festzustellen (vgl. Mitchell 1995, S. 1089f).
- Die mangelnde Planungssicherheit: Der lange Zeitraum zwischen NFFO2 und NFFO3 sorgte für Verunsicherung bei potenziellen Erzeugern und Investoren. Mitchell identifizierte diese Unsicherheiten und das fehlende Bekenntnis zu einer Politik für erneuerbare Energien als ein grundlegendes Problem britischer Politik (vgl. Mitchell 1995, S. 1083). Die Tatsache, dass lange ungeklärt blieb, ob nach den NFFO5 eine weitere Finanzierung erneuerbarer Energien zur Elektrizitätserzeugung politisch gewünscht ist und ob weitere Fördermodelle auf den Weg gebracht werden (vgl. Mitchell 1995, S. 1084) stützt diese These.

Die Parallelentwicklung der Projekte im Rahmen der Ausschreibungszyklen und der Zeitdruck hatten zur Folge, dass die Entwicklung inländischer Produktionskapazitäten gehemmt wurde und ein hoher Anteil der errichteten Windenergieanlagen von ausländischen Herstellern stammte (vgl. Gross & Heptonstall 2010, S. 9; Mitchell 1995, S. 1082).

Die Möglichkeit zur Sicherung eines Zuschlags durch Abgabe eines sehr niedrigen Gebotes stellte zusammen mit der Ausstattung mit den nötigen finanziellen Sicherheiten Markteintrittsbarrieren dar, durch die insbesondere kleinere Unternehmen systematisch benachteiligt wurden. Für kleinere Projekte unabhängiger Erzeuger existierten Schwierigkeiten, eine Finanzierung zu gewährleisten (vgl. Mitchell 1995, S. 1082). Da finanzstärkere Unternehmen eher in der Lage waren, Projektentwicklungskosten bei Nichtrealisierung in Form von ‚sunk costs' zu verkraften, erzeugte dies zusammen mit anderen Faktoren, wie der Komplexität des Auktionsprozesses, dem ungewissen Auktionsergebnis sowie den finanziellen Risiken, erhebliche Unsicherheiten für weniger finanzkräftige Unternehmen. Dies

führte wiederum zu einer Marktkonzentration auf größere Firmen – typischerweise Tochterfirmen der etablierten Energieversorgungsunternehmen (vgl. Gross & Heptonstall 2010, S. 9).

Da es sich bei den NFFO um Ausschreibungsverfahren in einem sehr frühen Stadium der Entwicklung des Windenergiemarktes handelte, erschwert dies die Vergleichbarkeit zu aktuell in Deutschland diskutierten Ausschreibungsverfahren erheblich.

3.1.2 Beurteilung der Ausschreibungsverfahren in Großbritannien gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

In diesem länderspezifischen Kapitel soll eine Beurteilung der jeweils praktizierten Ausschreibungsverfahren unter Berücksichtigung der eingangs formulierten Ziele der EEG-Novelle – Akteursvielfalt, Zielerreichung und Kosteneffizienz – erfolgen. Diese werden durch die Betrachtung des Ziels der Investitionssicherheit ergänzt.

Akteursvielfalt
Hinsichtlich des Kriteriums der Akteursvielfalt lässt sich keine abschließende Bewertung treffen, da bei den bezuschlagten bzw. realisierten Projekte nicht auf eine detaillierte Aufschlüsselung zurückgegriffen werden konnte. Dennoch wird in der zitierten Literatur auf strukturelle Benachteiligungen kleinerer Unternehmen und eine starke Präsenz großer Projektierer verwiesen (vgl. bspw. Mitchell 1995; Mitchell 1996; Gross & Heptonstall 2010). Die Nichtpönalisierung, die das Problem des ‚underbidding' verstärkte, führte zu Marktkonzentrationsprozessen.

Zielerreichung
Es lässt sich festhalten, dass die Erfüllungsquoten im Rahmen der NFFO-Auktionen nach der ersten Runde (NFFO1) deutlich unter 90% absanken und eine mit den weiteren Auktionsrunden fallende Tendenz infolge des eingetretenen Preisrückganges zu beobachten war (vgl. z.B. Mitchell 1996; Gross & Heptonstall 2010; Mitchell & Connor 2004).

Die teilweise unrealistischen Gebote im Rahmen der NFFO führten zu Zielverfehlungen, wobei keine eindeutige längerfristige Zielsetzung für den Windenergieausbau zu identifizieren war.

Kosteneffizienz
Das Umfeld, innerhalb dessen die NFFO praktiziert wurden, erschwert eine Beurteilung, ob und in wie fern durch die NFFO Kostensenkungen erreicht wurden (vgl. dazu Gross & Heptonstall 2010; Mitchell 1995).

In den Neunzigerjahren war weltweit eine sinkende Preisentwicklung bei Windturbinen zu beobachten, wobei der Einfluss Großbritanniens auf diesen Preisrückgang angesichts eines geringen Marktanteils sowie eines hohen Importanteils bei den durchgeführten Windenergieprojekten von vernachlässigbarer Bedeutung gewesen zu sein scheint (vgl. Gross & Heptonstall 2010, S. 9). Der im Rahmen der

8 Die durchschnittlichen Gebotspreise in der letzten Auktionsrunde lagen durchschnittlich bei lediglich 2,88 p/kWh bzw. 4,18 p/kWh für ein 15jähriges PPA, wohingegen bei den noch auf 8 Jahren vereinbarten PPAs der ersten Auktionsrunde im Durchschnitt 10 p/kWh und somit nominal mehr als der doppelte Betrag bezogen auf eine kWh zu zahlen waren.

NFFO aufgetretene Preisrückgang[8] lässt sich nicht mit der Kostenentwicklung der Projekte gleichsetzen, da einerseits die Dauer der abgeschlossenen PPAs nach den NFFO2 auf 15 Jahre ausgedehnt wurden und andererseits der Anteil an Nichtrealisierungen mit jeder Auktionsrunde anstieg, was einen Indikator dafür darstellen könnte, dass der ermittelte Preis für einen zunehmenden Anteil an Projekten nicht mit den tatsächlichen Kosten dieser Projekte übereinstimmte (vgl. die o.g. ‚underbidding'-Problematik). Der Zielkonflikt zwischen Kosteneffizienz und Zielerreichung wurde somit im Zuge der NFFO zu Lasten der Zielerreichung entschieden.

Investitionssicherheit

Aus Sicht des Kriteriums Investitionssicherheit lassen sich einige Elemente der NFFO kritisieren (vgl. u.a. Gross & Heptonstall 2010; Mitchell 1996; Wiser 2002). So erschwerten die zunächst nur mit dem Zeithorizont 1998 festgesetzten politischen Rahmenbedingungen längerfristige Planungen bzw. die Ausarbeitung längerfristiger Strategien und generierten zudem erheblichen Druck auf eine zügige Projektrealisierung. Erste Widerstände gegen Windenergieausbau dürften auch auf eine hohe Zahl an parallel entwickelten Projekten, die im Rahmen der NFFO bezuschlagt wurden, zurückzuführen sein. Der lange Zeitraum zwischen NFFO2 und NFFO3 verstärkte Investitionsunsicherheiten, zumal da der zeitliche Abstand zwischen den Auktionsrunden für Investoren vorab nicht einzuschätzen war.
Für potenzielle Ausschreibungsverfahren in der Bundesrepublik Deutschland zeigt sich die Erforderlichkeit langfristiger Zielsetzungen zum Ausbau der EE sowie eine angemessene, verlässliche und regelmäßige Taktung von Ausschreibungsrunden, die das Problem einer „phasenhaften" Projektentwicklung entschärfen könnten.

3.2 Irland

3.2.1 Das Alternative Energy Requirement in Irland

Irland setzte ähnlich wie Großbritannien in den Neunzigerjahren Ausschreibungsverfahren zur Bestimmung der Förderung Erneuerbarer Energien einschließlich Wind Onshore ein. In diesem Kapitel sollen die Grundzüge dieser Ausschreibungsverfahren beschrieben werden und daran anknüpfend eine Bewertung erfolgen. Nach der ursprünglichen Zielsetzung sollten bis 1997 zunächst 75 MW an EE-Kapazitäten errichtet werden (vgl. Deloitte 2005, S. 235). Später wurde die Zielsetzung eines Zubaus von 500 MW bis 2005 definiert, der vorwiegend über Windenergieausbau erfolgen sollte. Diese Zielsetzung wurde später auf 718 MW nach oben korrigiert (vgl. DCNER 2005, S. 1), wobei eine erneute Anpassung im Zuge des sogenannten ‚Alternative Energy Requirement' (AER) von AER V und VI auf 500 MW bis 2007 erfolgte (vgl. IRENA 2012, S. 95).

Das ‚Alternative Energy Requirement' wurde im Jahr 1995 eingeführt. Im Rahmen von sechs wettbewerblichen Ausschreibungsrunden wurden PPAs mit einer Laufzeit von bis zu 15 Jahren an die Erzeuger erneuerbaren Stroms vergeben, die die technischen Präqualifikationsanforderungen erfüllten und die niedrigsten Gebote zur Deckung der Ausschreibungsmenge des jeweiligen Technologiesegments abgaben (vgl. IRENA 2012, S. 94f). Qualitative Kriterien blieben bei der Auswahl außen vor, um eine möglichst kostengünstige Erreichung der Ausbauziele zu gewährleisten (vgl. DCNER 2005, S. 1f). Das nationale Energieversorgungsunternehmen ESB (Electric Supply Board) musste den Strom beziehen und schloss die PPAs mit den Erzeugern ab, deren Kosten wiederum über eine Umlage, die sogenannte ‚Public Service Obligation' (PSO) auf die Stromverbraucher umgelegt wurden (vgl. IRENA 2012, S. 95). Von den im Zuge der ersten Runde AER I (1995) bezuschlagten 34 EE-Projekten wurden lediglich 22 errichtet, worunter sieben Windenergieprojekte mit einer Gesamtleistung von 45,8 MW waren (vgl. DCNER 2005, S. 3). Die gesamte EE-Zielmenge von 75 MW wurde mit ca. 70,6 MW unterschritten. In dieser ersten Runde erfolgte eine Auktionierung von Investitionszuschüssen (vgl. IRENA 2012, S. 95). In der zweiten Auktionsrunde AER II (1996) wurden keine Windenergieprojekte ausgeschrieben, sie richtete sich lediglich an Müllverbrennungs- und Biomasseanlagen.

Im Gegensatz zu der ersten Auktionsrunde erfolgte im Rahmen von AER III (1997) eine Auktion von Einspeisetarifen je produzierter kWh, die eine saisonale und tageszeitliche Anpassung erfuhren, deren zeitgewichtetes arithmetisches Mittel aber dem abgegebenen Gebot entsprach (vgl. IRENA 2012, S. 95). Erstmals wurde im Bereich der Windenergie eine Differenzierung zwischen größeren Windprojekten mit mehr als 5 MW Leistung und kleineren mit niedrigerer Leistung vorgenommen. Infolge des bereits angenommenen Ausfalls einiger Projekte wurde anstatt des angestrebten Ziels von 100 MW eine gesamte EE-Leistung von 158,75 MW bezuschlagt (vgl. DCNER 2005, S. 4). Zudem fand eine Verlängerung der Frist zur Umsetzung der Projekte von 1999 auf das Jahr 2000 statt (vgl. IRENA 2012, S. 95). Trotzdem scheiterten manche Projekte wegen Verzögerungen im Planungsverfahren am Erhalt einer Planungsgenehmigung oder aus anderen Gründen, insbesondere wegen schwieriger Standortzugänglichkeit (vgl. DCNER 2005, S. 4).

AER IV diente erneut der gezielten Förderung einer bestimmten Technologie, der Kraft-Wärme-Kopplung.

Die Ausschreibungsrunden AER V und AER VI waren insbesondere durch geänderte Präqualifikationsanforderungen infolge der in den ersten Phasen aufgetretenen Probleme charakterisiert. Zur Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren mussten beispielsweise die folgenden Prämissen erfüllt sein: Das Vorliegen einer gültigen Plangenehmigung sowie einer Lizenz von der Regulierungsbehörde und der Besitz des Standortes verbunden mit einem Rechtsanspruch auf Pachtzahlungen (vgl. DCNER 2005, S. 2). Die beiden Ausschreibungsrunden zielten auf eine möglichst genaue Erreichung des oben genannten Ausbauziels für erneuerbare Energien ab.

Im Rahmen von AER V (2001) wurden insgesamt 255 MW an EE-Kapazität ausgeschrieben, wobei bei der Windenergie Projekte mit einer Leistung von mehr bzw. weniger als 3 MW unterschieden wurden. Bis 2005 waren von diesen Windenergieprojekten erst 43,45 MW errichtet und 7,5 MW im Bau (vgl. DCNER 2005, S. 4, 8).

Im Zuge von AER VI (2003) wurden 365 MW an EE-Kapazität ausgeschrieben. Bis 2005 waren ca. 48,66 MW an Windenergieprojekten errichtet und weitere 166,11 MW im Bau, wobei der Schwellenwert zur Differenzierung kleinerer und größerer Windprojekte auf 5 MW angehoben wurde (vgl. DCNER 2005, S. 6f). 2004 lag der durchschnittliche Preis, der an die im AER-Programm bezuschlagten Erzeuger gezahlt wurde, bei 5,83 ct/kWh (vgl. Deloitte 2005, S. 241).

2005 erfolgte die Ankündigung, dass das AER-Programm durch ein System mit fixen Einspeisevergütungen abgelöst werden soll. 2006 erfolgte die Umsetzung dessen im Zuge der ‚renewable energy feed-in tariffs' (REFIT) (vgl. DCNER 2005, S. 2; IRENA 2012, S. 96). Im Gegensatz zu den AER-Auktionen wurde eine gültige Netzanschlusszusage als Voraussetzung für den Erhalt einer Förderung festgelegt (vgl. Deloitte 2005, S. 242).

Das AER-Programm kann lediglich einen geringen Erfolg verbuchen: Von der ursprünglich bezuschlagten Leistung wurde bis zum Jahr 2005 nur ca. ein Drittel aus planungsbedingten und wirtschaftlichen Gründen tatsächlich errichtet (vgl. Deloitte 2005, S. 241). Ähnliche Erfahrungen und Probleme wie beim System der NFFO in Großbritannien lassen sich feststellen (vgl. IRENA 2012, S. 97; Wiser 2002, S. 3f).

Folgende Hauptprobleme des AER-Regimes wurden in der Literatur identifiziert: (vgl. hierzu Deloitte 2005, S. 241; McLean, McGovern & Donnely 2007, S. 208):

- Projektzuschlag zu niedrigen Preisen: Die Projektierer gaben teilweise unwirtschaftliche Gebote ab und standen folglich vor Schwierigkeiten bei der Sicherung der Projektfinanzierung. Die niedrigen Gebote und die Unwirtschaftlichkeit einiger Projekte führte in der Folge zu einem signifikanten Anteil an Nichtrealisierungen (vgl. IRENA 2012, S. 96).
- Fehlende Pönalisierung: Analog zu den in Großbritannien durchgeführten Ausschreibungsverfahren führte das Fehlen von Pönalen dazu, dass strategische und zu niedrige Gebote abgegeben wurden (vgl. Wiser 2002, S. 3).
- Probleme im Genehmigungsverfahren und beim Netzanschluss: Einige Projekte erhielten keine Plangenehmigung oder keine Netzanschlusszusage in der gesetzten Fünfjahresfrist.
- Fehlende Qualitätsprüfung: Vor dem Hintergrund der Sicherung eines möglichst kostengeringen Ausbaus fand keine weitergehende Prüfung der bezuschlagten Projekte statt (s. S. 9).

Eine Besonderheit in Irland stellt die Netzsituation dar. Aufgrund einer massiven Unterschätzung der Ausbaudynamik veranlassten der irische Übertragungsnetzbetreiber EirGrid und die Regulierungsbehörde Commission for Energy Regulation (CER) im Jahr 2003 vorübergehend ein Moratorium für weitere Netzanschlusszusagen von Windparks, da sie andernfalls eine Gefährdung der Systemstabilität befürchteten (vgl. Deloitte 2005, S. 236). Nach Entschärfung der Netzanschlussproblematik durch Zusammenfassung von Netzanschlussbegehren nach regionalen Kriterien und Netzbelastungssituation statt der zuvor praktizierten Einzelfallbetrachtungen war ein rascher Anstieg der installierten Windleistung von 169 MW Ende 2003 auf 744 MW Ende 2006 zu verzeichnen (vgl. IRENA 2012, S. 96). Gesondert hervorzuheben ist auch, dass über 200 MW an Windleistung ohne Unterstützung des AER-Programms errichtet wurden (vgl. Deloitte 2005, S. 241). Wiser resümiert, dass sowohl die NFFO in Großbritannien als auch das irische AER-System nicht direkt nachahmungswürdig seien (vgl. Wiser 2002, S. 3f). Aus den Erfahrungen, die im Rahmen der NFFO in Großbritannien und der AER in Irland gemacht wurden, leitet er die Erforderlichkeit von Pönalisierungen bei Nichtrealisierung von Projekten und eine nähere Betrachtung von Standort- und Genehmigungsaspekten bei wettbewerblichen Ausschreibungsprozessen ab (vgl. Wiser 2002, S. 4).

Mehrere Faktoren erschweren die Vergleichbarkeit der Auktionen in Irland mit der Situation in der Bundesrepublik. Während des AER fanden die Ausschreibungen ähnlich wie in Großbritannien in einem relativ frühen Stadium der Windenergienutzung statt. Zudem spielt die Netzanschlussproblematik in der Bundesrepublik eine weitaus geringere Rolle als in Irland. Nicht zuletzt wird Irland durch eine große Zahl an sehr guten Windstandorten charakterisiert. Der mittlere Kapazitätsfaktor liegt bei etwa 34% (vgl. IRENA 2012, S. 97). Dies entspricht einer Anzahl von beinahe 3.000 jahresäquivalenten Vollbenutzungsstunden und ist in der Bundesrepublik Deutschland nur bei wenigen überdurchschnittlich guten Windstandorten vorzufinden.

3.2.2 Beurteilung der Ausschreibungsverfahren in Irland gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

Akteursvielfalt
Für Irland ist keine fundierte Analyse der Projektiererstruktur möglich, da hierzu keine Daten vorliegen.

Zielerreichung
Für alle Ausschreibungsrunden lassen sich – jeweils unterschiedlich stark ausgeprägte – Zielverfehlungen feststellen, wobei insgesamt durch die Errichtung von lediglich einem Drittel der bezuschlagten Leistung eine deutliche Zielverfehlung vorliegt (vgl. hierzu DCNER 2005; Deloitte 2005). Eine Ausweitung der bezuschlagten Leistung über das eigentliche Zubauziel hinaus schaffte es nicht, die absehbaren Nichtrealisierungen zu kompensieren. Ein langfristiges politisches Ziel für den Ausbau der EE existierte nicht. Ähnlich wie bei Großbritannien zeigt sich somit die Erforderlichkeit von Langfristzielen als Voraussetzung für Ausschreibungen zur Festlegung des Finanzierungsbeitrages für Erneuerbare Energien.

Kosteneffizienz
Die Datenlage lässt keine weitergehenden Aussagen bezüglich einer Kostenwirkung der AER zu. Dennoch wird in der Literatur auf die Unwirtschaftlichkeit vieler Projekte hingewiesen (vgl. IRENA 2012; Deloitte 2005), was ein Indiz dafür sein könnte, dass das tatsächliche Kostenniveau vieler Projekte nicht abgebildet wurde.

Investitionssicherheit
Die zuvor kaum antizipierbaren Anpassungen am Auktionsdesign und das unerwartete Netzanschlussmoratorium haben sich als wenig förderlich für die Investitionssicherheit erwiesen. Es besteht daher ein Zielkonflikt bzgl. der politischen Zielerreichung, der eine Anpassung politischer Instrumente notwendig macht, wenn diese unerwünschte Wirkungen haben, und der Investitionssicherheit, da Investoren von einer langfristigen Stabilität der Rahmenbedingungen profitieren.

3.3 Zwischenfazit: Ausschreibungen als Lernprozess

Die Erfahrungen mit den NFFO in Großbritannien sowie den AER in Irland können als eine Art ‚Erprobungsphase' für wettbewerbliche Ausschreibungen im Segment der erneuerbaren Energien aufgefasst werden. Die genannten Schwächen im Auktionsdesign zeigen, dass die Ausschreibungssysteme keinen Maßstab heute diskutierter Modelle bilden können. Jedoch verdeutlichen eben diese Schwächen und Negativerfahrungen die Herausforderungen, die sich bei der Konzeption eines Auktionsdesigns für Erneuerbare Energien ergeben. Zwei wesentliche Merkmale von bzw. Herausforderungen an ein Auktionsdesign lassen sich, trotz aller Unterschiede in Bezug auf die Vergleichbarkeit mit der Bundesrepublik im Jahre 2014, dennoch aus diesen Erfahrungen extrahieren.

Die Erfahrungen in beiden Staaten zeigen auf, dass **Ausschreibungsverfahren eines beständigen Lernprozesses bedürfen**. Die Ausschreibungsverfahren wurden mehrfach und an vielen Stellen (insb. politische Zielvorgaben, kontrahierte Güter [in Bezug auf die Vergütung und den Projektfortschritt], Dauer der abgeschlossenen Verträge, Präqualifikationsverfahren, Differenzierung der Bieter nach Größe, Frequenz der Ausschreibungen) geändert. In Großbritannien wurden über einen Zeitraum von insgesamt neun Jahren Ausschreibungen durch fünf verschiedene Verfahrensweisen – mit mindestens drei substantiellen Änderungen (Dauer der Vertragsperioden, Preisbestimmung und Größendifferenzierung) getestet (vgl. Tabelle 1) durchgeführt. In Irland nutzte man Ausschreibungen ebenfalls über einen Zeitraum von neun Jahren. Innerhalb dessen zwar weniger substantielle Änderungen am Ausschreibungsverfahren vorgenommen wurden, dennoch vielfach das Präqualifikationsverfahren änderte.

In beiden Staaten bestand keine Pflicht zur Hinterlegung von Kautionen während des Verfahrens bzw. wurden keine Pönalen bei einer Nichtrealisierung erhoben. Dies hat sich im Nachhinein (nach neun Jahren des Experimentierens in beiden Ländern) vielfach als Hindernis für eine erfolgreiche Umsetzung der EE-Projekte und der Ausschreibungsverfahren generell erwiesen. Dies unterstreicht jedoch umso mehr die These, dass Ausschreibungen einen Lernprozess darstellen, der nicht geradlinig verlaufen muss und bei dem auch Fehler in Kauf genommen werden müssen. Es muss also hinterfragt werden, inwieweit Ausschreibungen wirklich eine Entlassung der Politik aus der Verantwortung für die Gestaltung des zum Ausbaus der EE notwendigen Instrumente darstellen. Zweifelsohne erfolgt mittels Ausschreibungen eine Übertragung der Festlegung der Vergütungen an einen ‚neutralen' Markt. Diese Übertragung von politischer Verantwortung auf ‚den Markt' geschieht jedoch um den Preis von umso mehr anderen Anforderungen an den Regulator bzw. Auktionator, denen dieser genügen muss, wenn er ein funktionsfähiges Auktionsdesign erarbeiten soll. Dies weist darauf hin, dass zwei wesentliche Voraussetzungen bestehen müssen, damit Auktionsverfahren nennenswerte Lernkurven und einen dynamisch effizienten Ausbau der EE ermöglichen können:

- ein quasi ‚lernbereiter' Regulator bzw. Auktionator und eine Herangehensweise bei der Ausgestaltung der Verfahren, die dieses Lernen auch ermöglichen kann, d. h. insbesondere transparente und reaktive Monitoringverfahren und
- insbesondere bei der Windenergie mit ihren langen Planungs- und Bauzeiten ein mehrjähriger Zeitraum von mehreren Bauzyklen, der für ein substantielles Lernen angesetzt werden sollte.

Die Erfahrungen mit Ausschreibungen in Großbritannien und Irland sind aber auch in der Hinsicht instruktiv, da sie die Frage aufwerfen, wie in Ausschreibungsverfahren mit technologischer Weiterentwicklung umgegangen werden soll. Aus der Retrospektive heraus zeigt sich, dass in beiden Systemen beständig (zu) niedrige Gebote abgegeben worden sind. Hierfür kann einerseits strategisches Bieten zur Verminderung der Konkurrenz als Ursache genannt werden. Andererseits kann aber auch nicht davon ausgegangen werden, dass die Marktteilnehmer eine ausreichende Kenntnis der Erträge und Kostenstrukturen der noch neuen Technologie besaßen.

Auch wenn die Windenergie heute wesentliche Technologiesprünge und beachtliche Lernkurven vollzogen hat, ist jedoch nicht davon auszugehen, dass die Technologieentwicklung bereits abgeschlossen wäre. Ganz im Gegenteil bestehen vielfältige Herausforderungen an die Weiterentwicklung der Technologie und auch der Anlagenfahrweise in Bezug auf[9]

- die Tendenz zu immer höheren Nennleistungen der Anlagen zur effizienten Ausnutzung des Winddargebots, die durchaus ganz neue Anlagenkonzepte erforderlich machen,
- die bessere Anpassung der Anlagen an weniger windhöffige Standorte
- die Netz- und Systemintegration durch die Erbringung diverser Systemdienstleistungen, die sowohl die Nutzung neuer Technologien notwendig machen werden, aber ggf. auch den Verzicht auf eingespeiste Arbeit.

Die Beispiele Irland und Großbritannien zeigen auf, dass die nach unten vollzogenen Preisentwicklungen auf Grund der geringen Zahl realisierter Projekte nur in geringem Maß als endogen gelten können, sondern durch die technologische Entwicklung der Windenergie in anderen Ländern getrieben waren. Ausschreibungsverfahren, deren wesentliches Entscheidungskriterium der niedrige Preis der eingespeisten Arbeit ist[10], benachteiligen daher die Firmen bzw. Projektierer, die aufgrund technologischer Weiterentwicklungen Unsicherheiten in Bezug auf die Erträge der Maschinen einpreisen müssen.

Eine Benachteiligung innovativer Anbieter kann jedoch auch mittelfristig zu einem Nachteil für die Bundesrepublik Deutschland werden, die auch weiterhin auf den Export der EE-Technologie setzt und umso stärker darauf angewiesen ist, dass die Technologie im eigenen Land getestet und auch vorgezeigt werden kann (vgl. ZSW et al. 2014, S. 1). In Bezug auf die technologische Entwicklung erweisen sich die hier beschriebenen Ausschreibungssysteme und die beschriebene diskontinuierliche Entwicklung des instrumentellen Lernprozesses als eher unvorteilhaft.

9 Vgl. hierzu IWES 2014, S. 26-38 sowie Keller et al. 2013
10 Gleiches würde auch gelten, wenn es um installierte Leistung ginge.

4. Die heutige Situation: Ausschreibungen als politisches Instrument im Spannungsfeld verschiedener Zielsetzungen

4.1 Brasilien

4.1.1 Ausschreibungen in Brasilien

Mit einem großen Potential an Windenergie von 143 GW und einem verstärkten Zubau innerhalb der letzten Jahre erhält Brasilien derzeit ein verstärktes Interesse für sein seit 2009 auf Auktionen basierendes Marktmodell (vgl. IRENA 2013, S.17).

Abbildung 1 bietet einen Größenvergleich der Länder und der installierten Leistung an Windenergie. Trotz der fast 24-mal so großen Landesfläche und einer mehr als doppelt so hohen Einwohnerzahl Brasiliens beträgt die installierte Windleistung Onshore in Deutschland Ende 2013 mit rund 33.730 MW (vgl. Deutsche WindGuard 2014, S. 1) zirka das Zehnfache derjenigen Brasiliens.

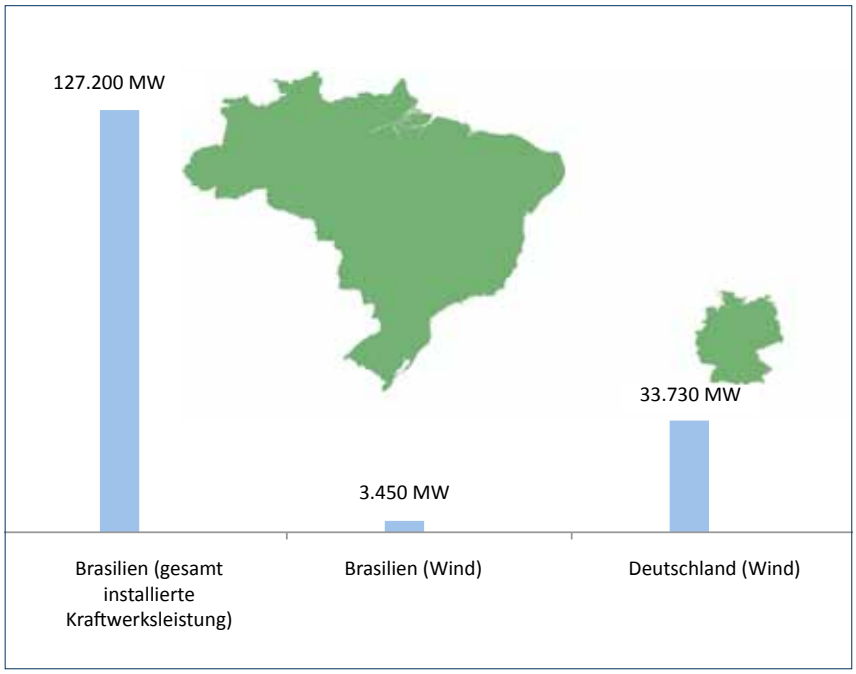


ABBILDUNG 1: Größenvergleich und installierte Leistung der Windenergie in Deutschland und Brasilien (Stand: Ende 2013; gerundete Werte)

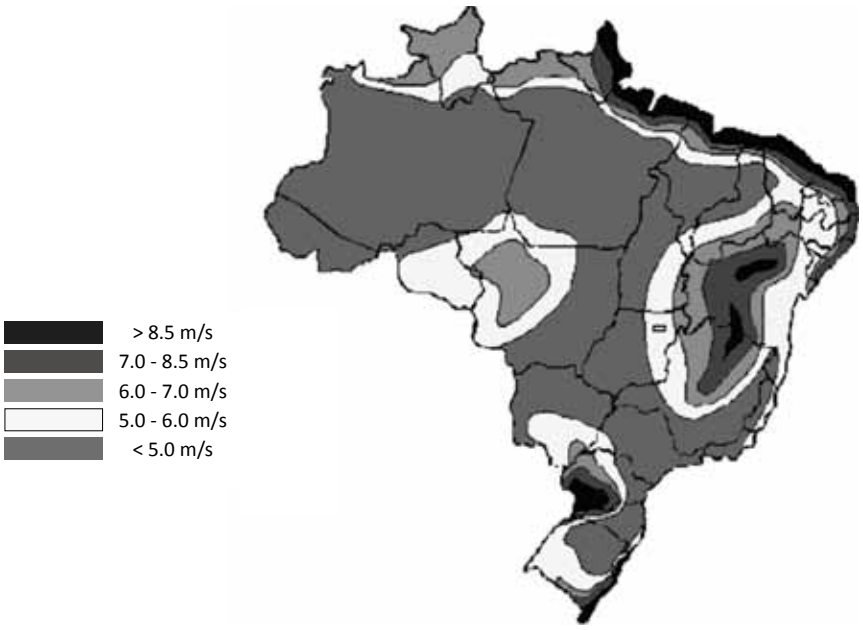
Darstellung: IZES gGmbH auf Grundlage von Deutsche WindGuard 2014 und ABEEólica 2014.

Diese stark voneinander abweichenden Bedingungen zeigen einen Aspekt der eher schwierigen Vergleichbarkeit des Windausbaus in beiden Ländern auf.

Zu beachten ist jedoch insbesondere das weitaus bessere Windpotential vieler brasilianischer Standorte, wie es Abbildung 2 und Tabelle 2 zeigen. Tabelle 2 zeigt, welcher Teil der Landfläche Brasiliens Windgeschwindigkeiten über 7 m/s aufweist. Das in Abbildung 2 jeweils angegebene Potential an installierbarer Windleistung wurde im Jahr 2001 (inkl. der damals verfügbaren Anlagentechnik) abgeschätzt.[11]

11 De Araujo Lima, L./ Rosendo Bezerra Filho, C. (o.J.) z.B. identifizieren für die Region Pernambuco im Nordosten Brasiliens Standorte mit Kapazitätsfaktoren für eine Vestas V52 mit 850 kW von 62%, d.h. über 5 400 Vollbenutzungsstunden. Auch die bei den Auktionen angegebenen Kapazitätsfaktoren liegen im Schnitt bei gut 50%. (vgl. Tabelle 4).

ABBILDUNG 2:
Brasilianische Windkarte



Quelle: Filgueras, A/ e Silva 2003, S.444

TABELLE 2:
Brasilianische Landflächen mit Windgeschwindigkeiten über 7 m/s und dort installierbare Windleistung gemäß brasilianischem Windatlas

VENTO [m/s]	ÁREA (CUMULATIVA) [km²]	POTÉNCIA INSTALÁVEL [GW]	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]
> 7 m/s	71735	143,47	272,20
> 7,5	21676	43,35	100,30
> 8	6679	13,36	35,93
> 8,5	1775	3,55	10,67

Quelle: Camargo do Amarante et al 2001, S, 42

	Bundesstaat	inst. Windleistung
1	RN - Rio Grande do Norte	1.158
2	CE - Ceára	935
3	RS - Rio Grande do Sul	598
4	BA - Bahia	233
5	SC - Santa Catarina	222
6	PB - Paraíba	59
7	SE - Sergipe	35
8	RJ - Rio de Janeiro	28
9	PE - Pernabuco	21
10	PI - Piauí	18
11	PR - Paraná	12
	Total	**3.319**

Quelle: Darstellung IZES gGmbH, Karte aus Wikimedia Commons[12], Daten zur Windenergie CCEE 2014, S. 3

ABBILDUNG 3:
Status der Windenergienutzung in Brasilien, nach Regionen gegliedert:

Vor allem die nordöstlichen Küstenregionen zeichnen sich durch besonders stabile Bedingungen und hohe Leistungen sowie Potentiale für Windenergie aus, wohingegen die Wasserkraftstandorte weitaus stärker im Nordwesten des Landes angesiedelt und somit geographisch komplementär zueinander sind. Auch ergänzen sich Wind- und Wasserkraft saisonal in Brasilien hervorragend. Es zeigt sich daher, dass sich der Ausbau heute auf ökonomisch gute Standorte, die weit über den bundesrepublikanischen Verhältnissen liegen, konzentriert, wie Abbildung 3 veranschaulicht (Stand: April 2014).

Dabei lassen die im Internet verfügbaren Daten über einzelne Windparks als auch die Aussagen befragter Marktteilnehmer darauf schließen, dass die Struktur der Windparks weitaus weniger kleinteilig ist als in der Bundesrepublik Deutschland.

Eine stichprobenartige Untersuchung der Ergebnisse (für Windenergie) der letzten drei Ausschreibungen (17. Leilão de Energia A-3, Ergebnisse vom 13.11.2013, 18. Leilão de Energia A-5, Ergebnisse vom 13.12.2013 und 19. Leilão de Energia Nova A-3, Ergebnisse vom 06.06.2014[13]) ergibt ein gemischtes Bild der Ergebnisse der einzelnen Auktionen in Bezug auf die Parkgrößen und die Betreiberstruktur.
In der 17. Auktion wurden 16 Konsortien mit einer Gesamtleistung von rund 867 MW bezuschlagt. Dort wo die Konsortien mehrere Gebote auf einmal abgeben,

12 Vgl. https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/9/92/Brazil%2C_administrative_divisions_%28regions%2Bstates%29_-_de_-_colored.svg/607px-Brazil%2C_administrative_divisions_%28regions%2Bstates%29_-_de_-_colored.svg.png
13 Alle Ergebnisse sind zum Download verfügbar in der ‚Biblioteca Virtual' unter http://ccee.org.br (vgl. vollständigen Link im Literaturverzeichnis); Abruf am 15.6.2014

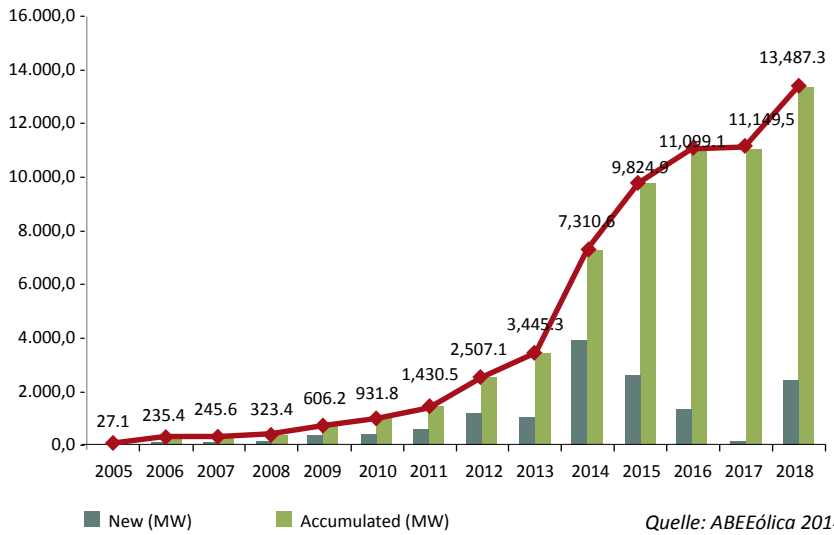
handelt es sich um Großprojekte, die zumeist in kleinere Einheiten geteilt werden.[14] Der Mittelwert, der von den Konsortien gesamt gebotenen Leistung liegt bei gut 54 MW, der Median hingegen nur bei 27,5 MW. Dies lässt sich damit erklären, dass bereits die drei größten Konsortien über 52 % der kontrahierten Leistung verfügen

In der 18. Auktion wurden 24 Konsortien mit einer Gesamtleistung von rund 2.338 MW bezuschlagt. Der Mittelwert, der von den Konsortien gesamt gebotenen Leistung liegt bei gut 97 MW, der Median hingegen nur bei 72 MW. Bis auf wenige Ausnahmen wurden auch dort, wo ein Konsortium mehrere Gebote abgegeben hat, wieder ‚Stückelungen' eines gesamten Windparks angeboten. Auch hier verfügen die sechs größten Konsortien wieder über 51 % der kontrahierten Leistung.[15]

In der 19. Auktion wurden 6 Konsortien mit einer Gesamtleistung von rund 551 MW bezuschlagt. Der Mittelwert, der von den Konsortien gesamt gebotenen Leistung liegt bei knapp 92 MW, der Median hingegen nur bei 68 MW. Hier erzielte ein Konsortium durch Stückelung eines Windparks fast 40 % der bezuschlagten Leistung, die zwei größten Konsortien erzielten durch dieses Vorgehen zusammen über 60 %.

Die nachstehende Abbildung illustriert den von ABEEólica (dem brasilianischen Windenergieverband) errechneten Entwicklungsverlauf der installierten Leistung an Windenergie und die Wachstumsprognose aufgrund bereits abgeschlossener Auktionen bis zum Jahr 2018 (vgl. ABEEólica 2014, S. 4). Der dunkelgrüne Balken verdeutlicht die Prognose des jährlichen Zubaus an Leistung; der hellgrüne Balken stellt die gesamte kumulierte Leistung im jeweiligen Jahr dar (historische bzw. prognostizierte Werte).

ABBILDUNG 4:
Entwicklung und Wachstumsprognose von Windenergie bis 2018



Quelle: ABEEólica 2014

Die tatsächliche Entwicklung der im Rahmen der Ausschreibungen installierten Anlagen scheint hingegen hinter diesen Erwartungen zurückzubleiben. So meldet die brasilianische Strombörse im April 2014 die folgenden installierten Leistungen, unterteilt nach den einzelnen Finanzierungsmodi:

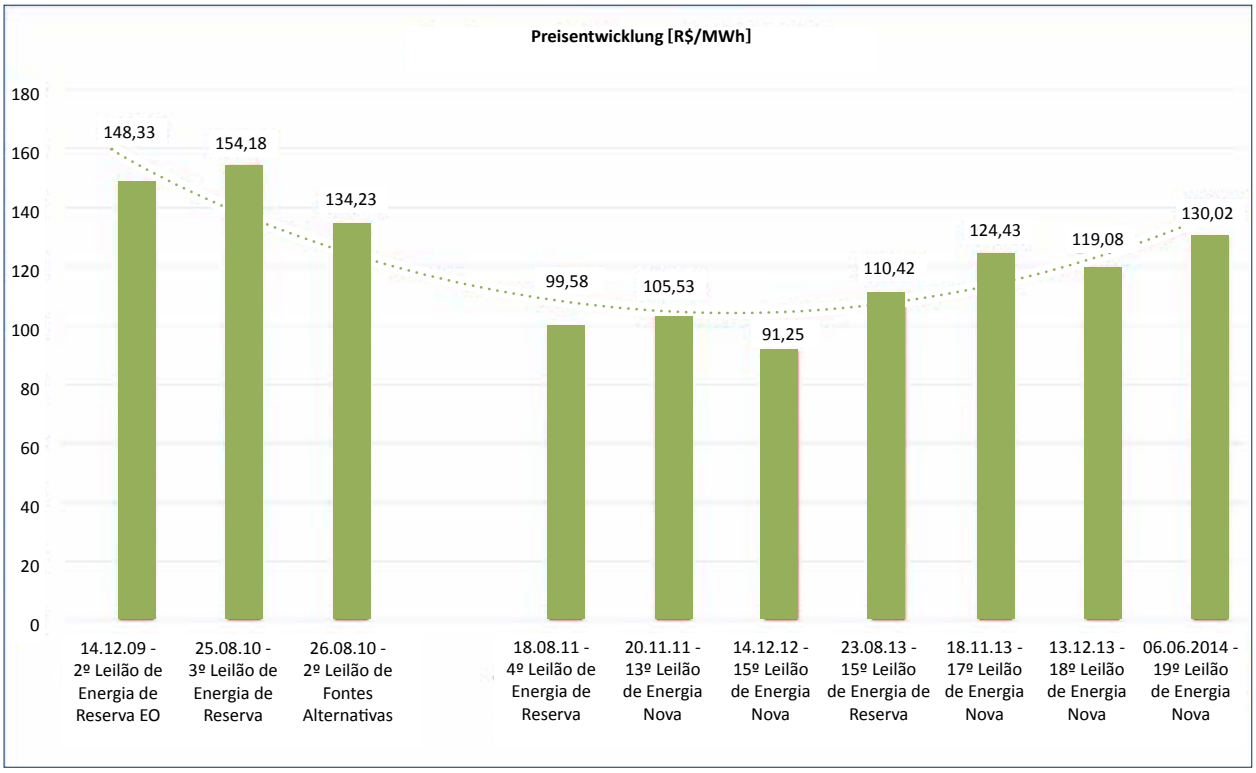
TABELLE 3:
Installierte Windleistung in Brasilien im April 2014 nach Refinanzierungsmodus

Finanzierungsmodus	Ausschreibungen	ProInfa	„freier Markt“	**Gesamt**
Installierte Leistung	1.725	965	630	**3.319**

Quelle: CCEE 2014, S. 1

Betrachtet man den Entwicklungstrend der bezuschlagten Preise in brasilianischen Real (und somit ohne Wechselkursschwankungen, vgl. Abbildung 5) ist erkennbar, dass nach einem anfänglichen Rückgang der Auktionspreise und einem Tiefpunkt zum Ende des Jahres 2012 seither tendenziell steigende Preise zu konstatieren sind.[16]

ABBILDUNG 5:
Durchschnittspreise Windenergie Auktionen in brasil. Real/MWh von 2009-2014



Darstellung: IZES gGmbH; Quellen: Auktionsergebnisse in ‚Biblioteca Virtual‘ unter http://ccee.org.br

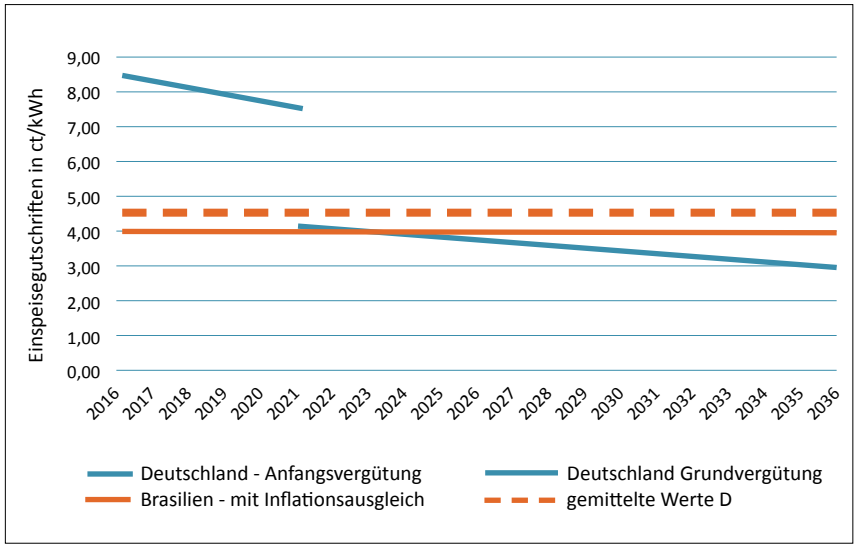
14 Beispiels- und bezeichnenderweise heißen die Einzelgebote dann z.B. „Itarema IV bis VIII“ (in der 19. Auktion), was zusätzlich darauf schließen lässt, das es sich hier um einen ‚Windpark handelt, bei dem schon acht vorhergehende Teile bestehen oder zumindest bezuschlagt worden sind.

15 Für die 18. Auktion wird von der brasilianischen Strombörse CCEE auch die Struktur der Anteilseignerschaft der einzelnen Bieter veröffentlicht. Eine Auswertung dieser Tabelle kann in Rahmen dieser Studie jedoch nicht erfolgen. Vgl.: http://ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_167353

16 Dabei schwankte der Wechselkurs Euro-Real (=BRL) im Zeitraum von 2009 bis 2014 zwischen 2,2 BRL/€ und 3,3 BRL/€. In den Jahren 2010 und 2011 lag der Kurs des Real am niedrigsten, seit Mitte 2011 weist er eine gegenüber dem Euro steigende Tendenz auf. Vgl. http://www.finanzen.net/devisen/euro-real-kurs, Abruf am 16.7.2014

Im brasilianischen Ausschreibungsverfahren schließen Auktionsgewinner direkt im Anschluss an die Auktion ein sog. ‚Power Purchase Agreement' mit den Elektrizitätsverteilungsunternehmen ab, das ihnen über 20 Jahre hinweg die Abnahme des produzierten Windstroms zu den vereinbarten Preisen (inklusive eines Inflationsausgleichs, der am Verbraucherpreisindex orientiert ist) garantiert (vgl. Ecofys 2013, S. 11 und IRENA 2013, S. 18). Für die Bundesrepublik ist gegenwärtig noch nicht absehbar, ob mit Ausschreibungen generell eine verpflichtende Direktvermarktung oder eine vermarktungsunabhängige Fixvergütung umgesetzt werden soll. Ein direkter Vergleich des Preisniveaus zwischen Brasilien und der Bundesrepublik Deutschland wird auch dadurch erschwert, dass die in den brasilianischen Auktionen erzielten Preise erst für Inbetriebnahmedaten entweder in drei oder in fünf Jahren nach der Auktion (bei A3- oder bei A5-Auktionen) gelten, während die geltende EEG-Vergütung stets das laufende Kalenderjahr betrifft. Vergleicht man z.B. die über 20 Jahre garantierten durchschnittlichen Einspeisevergütungen mit Inflationsausgleich aus aktuellen brasilianischen A3-Auktion vom Dezember 2013 (Inbetriebnahme folglich im Jahr 2016) mit den Werten des EEG 2014 für das Jahr 2016 für eine Anlage in der BRD, die nach 5 Jahren die Grundvergütung bekommt, so liegen diese Vergütungshöhen über 20 Jahre hinweg nur rund 6 €/MWh voneinander entfernt.

ABBILDUNG 6:
Vergleich von Einspeisevergütung für Windkraftanlagen in Brasilien (A5 Dez. 2013) und der Bundesrepublik Deutschland (2016 gemäß EEG 2014)



Darstellung IZES gGmbH auf der Basis des EEG-Entwurfes vom Mai 2014 und den Ausschreibungsergebnissen in Brasilien der CCEE (vgl. Fußnote [13])

Dabei muss beachtet werden, dass (s.o.) die brasilianischen Anlagen im Schnitt mit weitaus höheren Volllaststunden konzipiert und angeboten wurden. So betragen die in den Auktionen gebotenen durchschnittlichen Volllaststunden im Durchschnitt über 4.000 (wie in Tabelle 4 dargestellt).

Zur Gewährleistung des Baus der kontrahierten Anlagen müssen die Bieter im Voraus 1% der geplanten Projektsumme als Kaution hinterlegen. Weiterhin müssen die kontrahierten Bieter eine zweite Kaution in Höhe von 5 % der Projektsumme hinterlegen. Dabei wird im Fall von verspäteten Projektrealisierungen darauf geachtet, wer die Verspätung zu verantworten hat und angeregt, nach gemeinsamen Lösungen zu suchen werden (vgl. Ecofys 2013, S. 11).

TABELLE 4:
Übersicht über die durchschnittlichen Volllaststunden bei brasilianischen Auktionen

	Leilão	Volllaststunden [h]
14.12.09	- 2º Leilão de Energia de Reserva	3.816
25.08.10	- 3º Leilão de Energia de Reserva	4.461
18.08.11	- 4º Leilão de Energia de Reserva	4.383
20.11.12	- 13º Leilão de Energia Nova	4.295
14.12.12	- 15º Leilão de Energia Nova	4.716
23.08.13	- 5º Leilão de Energia de Reserva	3.961
18.11.13	- 17º Leilão de Energia Nova	3.764
13.12.13	- 18º Leilão de Energia Nova	4.054
	Durchschnittliche Volllaststunden [h]:	**4.181**

Darstellung: IZES gGmbH; Quellen: Auktionsergebnisse in ‚Biblioteca Virtual' unter http://ccee.org.br

In der Realität kommt es zu einer nicht unbeträchtlichen Zahl von Verzögerungen von Projekten, die vertraglich fertiggestellt sein sollten. So wird ausgewiesen, dass im Jahr 2012 65 % der geplanten 1.800 MW nicht zeitgerecht in Betrieb gingen (vgl. Ecofys 2013, S. 12). Auch die aktuellen Statistiken der brasilianischen Strombörse CCEE weisen auf bedeutende Verzögerungen bzw. Nicht-Umsetzungen von Projekten hin. So wurden allein im ersten Jahr der Windausschreibungen (2009) gut 1.800 MW an Windleistung auktioniert; in den darauffolgenden Jahren weitere 8.500 MW, die sich wie folgt aufteilen: 2010: 593 MW; 2011: 2.966 MW; 2012: 289 MW und 2013: 4.710 MW. Gegenwärtig wurden allerdings nicht einmal alle in 2009 kontrahierten Anlagen errichtet (vgl. Tabelle 3). Zwar sind zwischen Dezember 2013 und April 2014 etwas mehr als 900 MW in Betrieb genommen worden. Dennoch hinkt die Inbetriebnahme der Anlagen der Planung hinterher. Somit bleibt abzuwarten, inwieweit v.a. die im Jahr 2012 kontrahierten Mengen zu den niedrigen Preisen (Abbildung 5) auch wirklich errichtet werden.

Das Auktionssystem in Brasilien lässt somit mehrere Problemstellungen und Herausforderungen erkennen (vgl. Ecofys 2013, S. 12). Ein Teil dieser Problematiken wird auf die spezifischen Verhältnisse in Brasilien zurückgeführt:

- Ein entscheidendes Problem stellt die Versorgungsinfrastruktur dar. Laut ABEEólica (des brasilianischen Windenergieverbandes) gab es 2012 maßgebliche Verzögerungen, sodass 50 Windparks mit einer Leistung von insgesamt 637 MW mit Verspätungen eines Netzanschlusses von bis zu 17 Monaten zu rechnen hatten (vgl. Ecofys 2013, S. 13 und Resch 2014, Folie 14).
- Ein weiterer Grund für Schwierigkeiten und Verzögerungen bei der Projektumsetzung ist das Entstehen von Engpässen aufgrund der hohen Anzahl an Finanzierungsanträgen, welche der BNDES vorgelegt werden (Ecofys 2013, S. 13). Im Normalfall kann der Abschluss von Finanzierungsvereinbarungen innerhalb eines Jahres erzielt werden. Ausnahmen stellen Projekte dar, die die BNDES-Anforderungen nicht erfüllen können und deshalb Gefahr laufen, schwerwiegende Verzögerungen hinnehmen zu müssen. BNDES-Anforderungen beinhalten u.a. das Verhältnis der Netto-Finanzverbindlichkeiten zum Eigenkapital als auch die Erfüllung eines brasilianischen Wertschöpfungsanteils in Höhe von mindestens 60%", die sog. ‚local content Regelung' (vgl. ebd., S. 11).

Von Seiten der Marktteilnehmer und –beobachter werden weitere Gründe für Verzögerungen benannt, die im Ausschreibungsdesign begründet liegen:

- Insbesondere in der Branche der Turbinenhersteller herrschen aufgrund der strikten BNDES-Anforderungen Zweifel, ob internationale Unternehmen wie Suzlon (Indien) oder Siemens (Deutschland) in Windenergie in Brasilien (weiterhin) Investitionen tätigen werden (vgl. Leal 2013, S. 2).
- Zentrale Fragen zur Zukunft der Windenergie in Brasilien sind die Preiskontinuität in den Ausschreibungen sowie die zukünftige Entwicklung der Zahl der Hersteller von Windkraftanlagen. So werden weiterhin Kostenkorrekturen erwartet, wie dies ab dem Jahr 2012 der Fall war (vgl. Backwell 2013, S. 2). Es wird auch davon ausgegangen, dass einige Auktionsteilnehmer aus strategischen Gründen zu niedrige Preise geboten haben, um in Brasilien im Geschäft bleiben zu können (vgl. IRENA 2013, S. 21).
- Das spanische Unternehmen für Windkraftanlagen Gamesa warnt darüber hinaus vor einer Abwanderung von Herstellern. So werden laut dessen Einschätzung langfristig nur drei bis vier Turbinenherstellen fortbestehen und kleinere Hersteller aufgrund der hohen Anforderungen und des Preisdrucks der Auktionen sich nicht etablieren (vgl. ebd., S. 12).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine Übertragbarkeit des brasilianischen Modells auf die Verhältnisse in der Bundesrepublik nur bedingt gegeben scheint. Einerseits ist in der Bundesrepublik bereits heute schon ein Vielfaches an installierter Windleistung im Vergleich zu Brasilien vorhanden, sowohl relativ zur Landesgröße als auch absolut. Die Ansiedlung der Windindustrie in Brasilien geschah zudem zu einem industriepolitisch günstigen Zeitpunkt, an dem die Hersteller international expandierten. Andererseits sind in Brasilien jedoch diverse Charakteristika der Ausschreibungsverfahren gewählt worden, die in der Bundesrepublik gegenwärtig eher nicht favorisiert werden:

- eine langfristige Preisgarantie - inklusive eines an den Verbraucherpreisindex angelehnten Inflationsausgleichs - für die gesamte Strommenge über einen Zeitraum von 20 Jahren,
- die Anwendung der sog. local content Regelungen, die einen bedeutenden Anteil an heimischer Produktion mit finanziellen Vorzügen belohnen und
- die Vorauswahl der Bieter mittels der Zahlung finanzieller Sicherheiten, die zwar die Projektumsetzung sichern sollen, in der Bundesrepublik mit ihrer sehr unterschiedlichen Projektiererstruktur (die von lokal verankerten Genossenschaften über mittelständische bis hin zu international agierenden Unternehmen reicht) zu einer Oligopolisierung der Bieterstruktur führen könnte.

Nicht zuletzt bleibt abzuwarten, inwieweit sich einerseits die bereits geäußerten Befürchtungen in Bezug auf die Nachhaltigkeit des Preisniveaus (‚underbidding') in den Ausschreibungen und dementsprechend auch die befürchtete Nicht-Umsetzung der Projekte bewahrheiten werden. Andererseits ist es ebenso von Interesse, die weitere Preisentwicklung zu verfolgen, die nach einem bisherigen Tiefpunkt im Dezember 2012 gegenwärtig eine Tendenz nach oben aufweist.

4.1.2 Beurteilung der Ausschreibungsverfahren in Brasilien gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

Akteursvielfalt

Die für Brasilien vorliegenden Daten lassen im Rahmen dieser Kurzstudie nur bedingt Aussagen über die Projektiererstruktur zu. Es scheint sich allerdings zu manifestieren, dass in den Auktionen häufig große Konsortien mit Windparks, die in einzelne Teile gestückelt werden, große Anteile der kontrahierten Leistung auf sich vereinen. Dies wird zusätzlich begünstigt durch die im Schnitt weitaus größeren Windparks als in der Bundesrepublik. Dennoch finden sich in den einzelnen Auktionen auch wechselnde, kleinere Projektierer mit wenigen oder gar Einzelprojekten. Eine weitergehende Analyse der Anteilseignerschaft an den Windparks wäre zukünftig für eine umfassende Bewertung des Beispiels Brasilien vonnöten, um die Projektiererstruktur detaillierter darstellen zu können.

Zielerreichung

Um eine umfassende Bewertung der Zielerreichung in Brasilien durchführen zu können, wäre eine längerfristige, d.h. bis mindestens 2016 reichende Untersuchung des Fortschritts bei den einzelnen Windparks notwendig, da erst dann eine Retrospektive mehrerer Auktionsrunden möglich erscheint. Im Rahmen dieser Kurzstudie kann daher noch nicht auf die Gründe für die bislang sehr niedrige Zielerreichung eingegangen werden. Bezüglich der Diskussion über die Zielerreichung wird im Land selbst und in der Sekundärliteratur stets auf die Problematik des ‚underbidding' verwiesen, die dazu führen könnte, dass gerade die während der Auktionen mit den niedrigsten Preisen bezuschlagten Anlagen nicht gebaut werden könnten. Zusätzlich wird die Bewertung dieses Punktes durch die Netzproblematik in Brasilien erschwert, da es auch deswegen zu Verzögerungen bei der Inbetriebnahme der Windparks kommt.

Kosteneffizienz

In Bezug auf die statische Effizienz lässt sich zeigen, dass Ausschreibungen in Brasilien nicht zu einer beständigen Senkung der Einspeisevergütungen führen, sondern seit Anfang 2013 sogar wieder eine steigende Tendenz aufweisen. Inwieweit die local-content-Anforderungen hierbei eine Rolle spielen, bedürfte eigener Untersuchungen. Zur Bewertung der dynamischen Effizienz müssten langfristige Entwicklungen des technologischen Fortschritts der Windenergie sowie Arbeitsplatz- und inländische Wertschöpfungseffekte in Brasilien analysiert werden, da Brasilien explizit auch eine industriepolitische Komponente mit seinem Ausschreibungssystem verfolgt.

Investitionssicherheit

Das rege Interesse vieler Unternehmen an einer Ansiedlung in Brasilien lässt mit Sicherheit darauf schließen, dass der brasilianische Staat den Investoren durchaus stabile Rahmenbedingungen bieten will. Einerseits wird dies durch die in recht hoher Frequenz stattfindenden Auktionen belegt, andererseits sind aber auch Auktionen abgesagt worden[17], was generell nicht dazu geeignet ist, das Vertrauen der Investoren zu erhöhen. Erschwerend kommt in Brasilien jedoch hinzu, dass die ‚local-content-Anforderungen' diejenigen Investoren begünstigen, welche in Produktionskapazitäten vor Ort investieren, aber damit auch das Risiko von Fehlinvestitionen verstärken. Weiterhin stellt der teilweise unzureichende Netzausbau in Brasilien ein Problem dar.

17 Vgl. z. B. die ‚Lücke' in Abbildung 5 sowie Grashof 2013, S. 11.

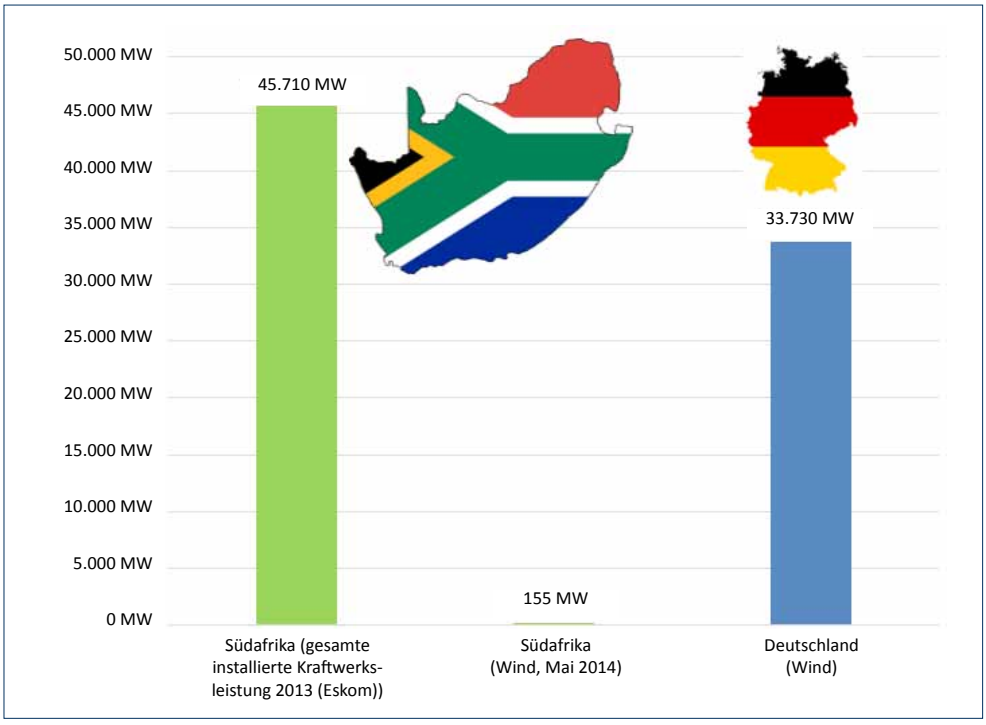
4.2 Südafrika

4.2.1 Das Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Program als Ausschreibungssystem in Südafrika

Südafrika weist im Vergleich zu Deutschland eine signifikant kleinere Bevölkerungsdichte von 42,44 Einwohner/km² gegenüber 225,99 Einwohner/km² auf. Dies ist auf die geringere Einwohnerzahl von 51.770.560 in Südafrika (Deutschland: 80.716.000) und die mehr als dreimal so große Fläche gegenüber der Bundesrepublik zurückzuführen. Abbildung 7 zeigt den Größenvergleich und die installierte Leistung an Windenergie in Südafrika und Deutschland auf.

Die Vergleichbarkeit des Energiesystems von Südafrika mit demjenigen Deutschlands ist nur bedingt gegeben, da Südafrika von der Weltbank als Land mit mittlerem Einkommen (upper middle income country) eingestuft wurde (vgl. IRENA 2013, S. 36) und der Elektrifizierungsgrad der 14,6 Mio. Haushalte 2012 lediglich rund drei Viertel betrug[18]. Der Energiemix Südafrikas ist von einer starken Importabhängigkeit und hohem Einsatz von fossilen Energieträgern (und deswegen auch einem überdurchschnittlich hohen CO_2-Ausstoß) gekennzeichnet. Derzeit werden 72,1 % des Primärenergiebedarfs durch Kohle abgedeckt und 53 % der inländischen Kohleförderung zur Stromerzeugung verwendet (vgl. NERSA 2014, S. 1). In Südafrika gibt es Überlegungen, den Elektrizitätsmarkt zu liberalisieren; es erscheint jedoch eher unwahrscheinlich, dass dies in einer kurzen Frist umgesetzt wird (vgl. GWEC 2014, S. 66). Das staatliche Energieversorgungsunternehmen Eskom ist in seiner Monopolstellung sowohl verantwortlich für den überwiegenden Teil der Erzeugung elektrischer Energie als auch Besitzerin des Übertragungsnetzes (vgl. AHK 2014, S. 11ff). Auf Übertragungsnetzebene hat somit bisher keine Entflechtung stattgefunden, wohingegen im Verteilnetzbereich über 180 kleinere Unternehmen den Netzbetrieb verantworten (vgl. IRENA 2013, S. 37). Der Kohleanteil an der installierten Leistung beträgt in etwa 90 %, der nukleare Anteil 4 % und der Wasserkraft-Anteil 6 %. Die Anteile von Windkraft, Photovoltaik und anderen erneuerbaren Quellen sind derzeit noch vernachlässigbar gering.

ABBILDUNG 7:
Größenvergleich und installierte Leistung an Windenergie in Deutschland und Südafrika

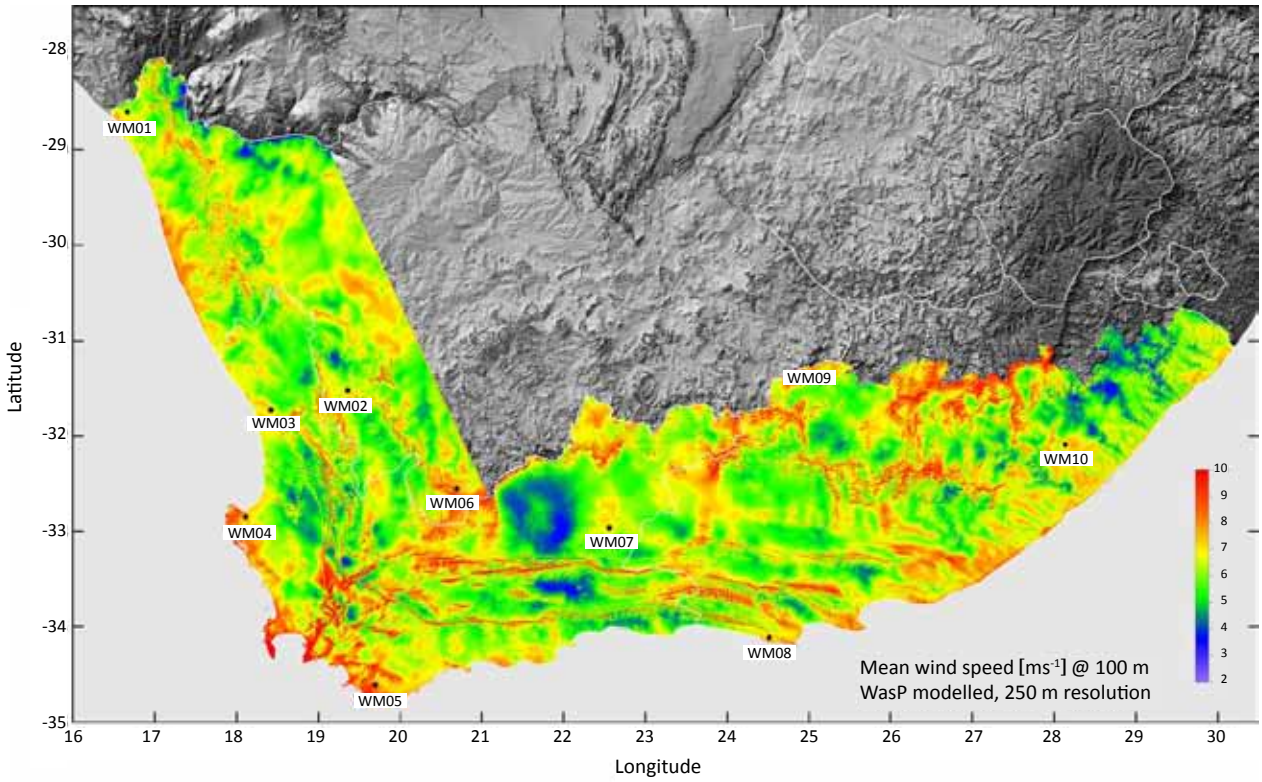


Darstellung: IZES gGmbH auf Grundlage von Deutsche WindGuard 2014.

Aufgrund des hohen Wirtschaftswachstums der letzten Jahre in Südafrika überstieg der landesweit schnell anwachsende Stromverbrauch die Kapazitäten des Netzes, was in den Jahren 2007 und 2008 zu Energieversorgungskrisen führte. Die Stromnachfrage wird sich voraussichtlich auch in den kommenden Jahren deutlich erhöhen, weshalb der Einsatz erneuerbarer Energien, die innerhalb kurzer Zeit fehlende Kapazitäten ersetzen können, als Option zur Bedienung der hohen Nachfrage im Energiesektor angesehen wird und sich als eine Motivation für die im Text beschriebenen Ausschreibungsmodelle darstellt (vgl. ebd.).

Windenergienutzung besitzt in Südafrika ein großes Potential. Die Windbedingungen sind besonders an den Küstenregionen Südafrikas vorteilhaft, was im folgenden Auszug aus dem südafrikanischen Windatlas dargestellt wird. In weiten Teilen der Küstenregionen liegen mittlere Windgeschwindigkeiten von 7 m/s oder mehr in 100 Metern Höhe vor, sodass sich diese besonders für die Windkraftnutzung eignen.

ABBILDUNG 8:
Windatlas Südafrika - Darstellung der Windgeschwindigkeiten in 100 Meter Höhe



Quelle: Wasaproject 2014

18 Berechnung des IZES auf der Basis von Statistics South Africa (2013).

Die Höhe der Finanzierungsbeiträge für erneuerbare Energien wird durch das sogenannte Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Program (REIPPPP bzw. REI4P), ein Ausschreibungssystem mit verdeckter Gebotsabgabe (pay-as-bid sealed bid), bestimmt. Dieses wurde im August 2011 durch das Department of Energy (DoE) nach längeren politischen Debatten zur Ausgestaltung des anzuwendenden Finanzierungsmechanismus[19] ins Leben gerufen. Die Auktionen sind hierbei jeweils technologiespezifisch ausgestaltet, sodass zwischen den Technologien kein Wettbewerb auftritt (vgl. Ecofys 2013, S. 3).

Das im ‚Integrated Ressource Plan for Electricity 2010-2030' (IRP) definierte, übergeordnete energiepolitische Ziel Südafrikas ist es, bis 2030 17,8 GW an erneuerbarer Kapazität bereitzustellen (vgl. DoE South Africa 2013, S. 6; AHK 2014, S. 14). Das Ausschreibungsinstrument REI4P soll dazu dienen, bis 2016 als Kurzfristziel 3.725 MW an installierter Leistung erneuerbarer Energien zu installieren, wovon insgesamt 1.850 MW aus Windenergie Onshore stammen sollen (vgl. IRENA 2013, S. 39). Bis 2020 sollen insgesamt 6.925 MW an EE-Leistung installiert sein, wovon Windenergie Onshore 1.470 MW ausmachen soll (vgl. AHK 2014, S. 16f).[20]

Das REI4P soll bis mindestens 2016 als Finanzierungsinstrument genutzt werden. Zu diesem Zeitpunkt soll die erste Ausschreibungsrunde beendet sein, die insgesamt fünf „Ausschreibungsfenster" (bid windows) umfassen soll, von denen drei bereits abgeschlossen sind (vgl. Ecofys 2013, S. 3). Mit Ausnahme des ersten Ausschreibungsfensters, innerhalb dessen keine Volumenbegrenzung stattfand, soll bei den weiteren vier Fenstern jeweils ein begrenztes Volumen versteigert werden (vgl. IRENA 2013, S. 38).

Die einzelnen Ausschreibungsfenster werden auf einer speziellen Website des DoE (Department of Energy), des staatlichen Versorgungsunternehmens Eskom und NERSA (National Energy Regulator of South Africa) angekündigt. Das DoE übernimmt die wesentlichen Verwaltungsaufgaben und ist zusammen mit dem Finanzministerium verantwortlich für die Durchführung des Programms.

Der Auktionsprozess selbst ist wiederum in zwei Phasen gegliedert (vgl. Ecofys 2013, S. 4; IRENA 2012, S. 38f und AHK 2014, S. 42):

Die Qualifikationsphase: In dieser Phase müssen Bieter nachweisen, dass alle erforderlichen Genehmigungen vorliegen und das Projekt kommerziell tragfähig und innerhalb der gesetzten Fristen realisierbar ist. Nachweise, die den Ausschreibungsanforderungen in den Bereichen rechtlicher Belange, Standortsicherung, Umweltverträglichkeit, Finanzierbarkeit, technische Anforderungen, Wirtschaftsentwicklung und finanzielle Garantien entsprechen, müssen in dieser Phase vorgelegt werden. Weiterhin wird eine erste Auswahl danach getroffen, ob die Bieter den maximalen Gebotspreis des betreffenden Ausschreibungsfensters überschreiten, was ein Ausschlusskriterium darstellt

19 Im August 2011 wurde das REI4P durch das DoE eingeführt, nachdem ein Versuch, ein System mit Festvergütungen einzuführen gescheitert war, an dessen Ausarbeitung bereits seit 2009 gearbeitet wurde. Dieses wurde jedoch aufgrund rechtlicher Bedenken und der erhofften Vorteile von Ausschreibungssystemen, wie etwa eine erhöhte Wettbewerbsintensität, ein erwartetes größeres Potenzial für Kostensenkungen sowie der Möglichkeit regionale Wertschöpfungskomponenten als Anforderungen mit aufzunehmen, nie eingeführt (vgl. Ecofys 2013, S. 3; IRENA 2013, S. 37). Durch die langen Planungen für ein Festvergütungssystem waren Investoren und Hersteller bereits auf ein solches eingestellt als von Seiten des DoE und des Finanzministeriums ein Überdenken dieses Finanzierungsmechanismus erfolgte (vgl. Ecofys 2013, ebda) und schriftliche Informationen von Marylize Stoltz, South African Wind Energy Association vom 12.5.2014.

20 Siehe zu den Kurzfristzielen auch http://www.ipprenewables.co.za/#page/303, Abruf am 05.06.2014.

Die Evaluationsphase: Qualifizierte Bieter aus der ersten Phase (die sog. „preferred bidders“) werden nach zweierlei Kriterien beurteilt und letztlich ausgewählt. Zu diesem Zeitpunkt findet die Auktion des Preises statt, der zu 70 Prozent als Auswahlkriterium zählt, sowie die Bewertung nach weiteren Kriterien, welche zu 30 Prozent in die Bewertung einfließen.

Eine Besonderheit in Südafrika stellt das sogenannte ‘Broad-Based Black Economic Empowerment‘ (BBBEE) dar, ein Programm der südafrikanischen Regierung zur wirtschaftlichen Gleichstellung von “nicht-weißen” Bürgern, welches seit 2012 die Nachfolge des Vorläuferprogrammes Black Economic Empowerment (BEE) bildet und lediglich für öffentliche Körperschaften und staatliche Organe Gültigkeit besitzt (vgl. AHK 2014, S. 47). Durch Aufnahme der BBBEE-Bewertung der Lieferanten in den Kriterienkatalog[21] für die Auswahl der Bieter entfaltet das Programm insofern Wirkung auf privatwirtschaftliche Unternehmen – die IPPs, die Geschäfte mit dem staatseigenem Unternehmen Eskom eingehen, als dass eine Auftragsvergabe nur mit gewissem BBBEE-Rating erfolgen kann (vgl. ebd.).

Die weiteren Bewertungselemente bezüglich der lokalen Wirtschaftsentwicklung umfassen – im Rahmen der BBBEE-Scorecard - die Schaffung von Arbeitsplätzen, der „local content“ (d.h. der regionale Wertschöpfungsanteil des Projekts), die Eigentümerstruktur, die Inanspruchnahme bevorzugter Lieferanten, die Unternehmensentwicklung und die sozio-ökonomische Entwicklung (vgl. Ecofys 2013, S. 4 sowie AHK 2014, 43).

Die Auktionsgewinner unterzeichnen ein ‚power purchase agreement‘ (PPA) für eine Dauer von 20 Jahren mit dem Übertragungsnetzbetreiber Eskom und eine Umsetzungsvereinbarung mit dem DoE. NERSA, die südafrikanische Energieregulierungsbehörde, ist für die Lizenzierung der ‚independent power producers‘ (IPPs), d.h. (privatwirtschaftliche) Unternehmen, die Projekte im Rahmen des REI4P realisieren, sowie die Weiterverrechnung der Kosten der REI4P mit Eskom, verantwortlich (vgl. Ecofys 2013, S. 4f).

Zur Auktionsteilnahme sind in der Qualifikationsphase Gebots-Garantien (‚bid guarantees‘) von den Bietern zu hinterlegen. Um teilnehmen zu dürfen, ist die Hinterlegung von 100.000 ZAR/MW (ca. 6.850 €/MW) bei einer südafrikanischen Bank als Sicherheit bzw. Kaution erforderlich. Dieser Betrag ist bei Aufnahme in den Kreis der „preferred bidders“ um weitere 100.000 ZAR/MW aufzustocken. Bei Nichterreichung des Status eines „preferred bidders“ wird der Betrag zurückerstattet. Zusätzlich sind 1% der gesamten Projektkosten beim DoE zu zahlen. (vgl. zu diesem Abschnitt AHK 2014, S. 41). Eine Pönalisierung bei Nichteinhaltung der vertraglichen Verpflichtungen ist vorgesehen, wobei der letzte Schritt hierin die Kündigung der Verträge darstellt (vgl. Ecofys 2013, S. 4 und AHK 2014, S. 41, wobei die Zwischenstufen nicht weiter erläutert werden).

21 Der aktuell gültige Kriterienkatalog zur Bestimmung des BEE-Ratings eines Unternehmens (auch BBBEE-Scorecard) umfasst die folgenden Bewertungskriterien (vgl. IBN Consulting 2013, S. 3; AHK 2014, S. 47f):

- Ownership (Eigentümerstruktur des Unternehmens, d.h. ausreichende Beteiligung „Nicht-Weißer“),
- Skills Development (Förderung von Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen),
- Enterprise Supplier Development (Entwicklungsförderung bei anderen Unternehmen, hohes BBBEE-Rating der Lieferanten),
- Management Control (Beteiligung der schwarzen Bevölkerung am Management des Unternehmens, Einsatz in leitenden Positionen und Gleichberechtigung am Arbeitsplatz),
- Socio-Economic Development (Maßnahmen zur sozioökonomischen Entwicklung)

Das Programm REI4P findet überwiegend für Ausschreibungen von Großanlagen mit Gesamtleistungen von größer als 5 MW Anwendung. Kleinprojekte bis 5 MW aller Technologien werden im Rahmen eines eigenen Programmes ausgeschrieben (Small Projects IPP Procurement Program), wobei insgesamt 100 MW der 3.725 MW für kleinere Projekte reserviert werden (vgl. AHK 2014, S. 16).

Im Zuge des REI4P wurden bislang drei Ausschreibungsrunden (2011, 2012 und 2013) durchgeführt. Insgesamt sollen fünf Auktionen der Zielerreichung von insgesamt 3.725 MW bis 2016 dienen. Die Ergebnisse der dritten Runde wurden im November 2013 bekannt gegeben[22].

TABELLE 5:
Allokierte und verbleibende EE-Kapazität im REI4P

Technology	MW capacity allocated in First Bid Window	MW capacity allocated in Second Bid Window	MW capacity allocated in Third Bid Window	MW capacity remaining
Solar photovoltaic	632	417	435	1.041
Wind	634	563	787	1.336
Concentrated solar	150	50	200	200
Small hydro (≤40MW)	0	14	0	121
Landfill gas	0	0	18	7
Biomass	0	0	16	43
Biogas	0	0	0	60
Total	**1.416**	**1.044**	**1.456**	**2.808**

Quelle: DoE South Africa 2013, S. 35

Während in der ersten Ausschreibungsrunde mit 3.725 MW lediglich eine Grenze für die Gesamtkapazität festgesetzt wurde, wurden in den nachfolgenden Auktionsrunden individuelle Kapazitätsgrenzen festgelegt. Bei Nichterreichung der Kapazitätsgrenze in der vorangehenden Auktion erfolgt eine Übertragung der offenen Kapazität in die nachfolgende Auktion, sodass die Gesamtkapazität erreicht werden soll (vgl. IRENA 2013, S. 39). Insgesamt wurden in den ersten beiden Runden (2011 und 2012) 1.197 MW Onshore-Wind zugeteilt (vgl. ebd.). Somit stellt Windenergie in etwa die Hälfte der zu errichtenden Ausschreibungsleistung dar. In der dritten Runde wurden 787 MW an Windenergie bezuschlagt[23].

Derzeit sind nur sehr wenige größere Windparks in Betrieb, da sich eine Vielzahl der geplanten größeren Anlagen in der Planungs- und Bauphase befinden, wobei die meisten entlang der Eastern Cape und Western Cape-Küsten vorgesehen sind. Die folgende Auflistung enthält die sich im Betrieb befindlichen Windparks in Südafrika. Die derzeit installierte Leistung beträgt 155 MW und fällt, gemessen an der gesamten installierten Kraftwerksleistung in Südafrika (Stand: Juni 2014), sehr gering aus, wie auch Abbildung 7 zeigt.

22 Siehe hierzu http://www.ipprenewables.co.za/page/2155, Abruf am 11.06.2014.
23 Vgl. hierzu http://www.engineeringnews.co.za/article/sa-weighs-appointment-of-more-ipps-as-green-energy-portfolio-expands-to-r150bn-2013-11-04, Abruf am 11.06.2014.

TABELLE 6:
In Betrieb befindliche Windparks und Windleistungen in Südafrika

Windenergieanlagen: Installierte Leistung (Stand: Juni 2014)

Name	Nennleistung	Inbetriebnahme	Hersteller	Status
COEGA	43 MW	2010	Vestas	In Betrieb
Darling	13 MW	2008	Fuhrländer	In Betrieb
Hopefield	67 MW	02/ 2014	Vestas	In Betrieb
Klipheuwel	3 MW	2002	Vestas (2,41 MW), Jeumont (0,75 MW)	In Betrieb
Nelson Mandela Bay Stadium	2 MW	2010	Vestas	In Betrieb
Van Stadens	27 MW	02/ 2014	Sinovel	In Betrieb
gesamt:	**155 MW**	**meiste Inbetriebnahmen: 2014**	**höchster Anteil: Vestas**	

Darstellung: IZES gGmbH

Von den geplanten Ausschreibungsprojekten von Wind-Onshore wurden erst zwei Projekte (Hopefield und Van Stadens) der acht vertraglich vereinbarten Anlagen fertig gestellt und an das Netz angeschlossen, was einer Realisierungsquote von 20 % der auktionierten Leistung entspricht. Die Fertigstellung der restlichen Projekte soll im Laufe des Jahres 2014 und den darauffolgenden Jahren erfolgen. Noch wurde keines der Projekte im zweiten Ausschreibungsfenster realisiert. Nachfolgende Tabelle enthält die genauen Ergebnisse der Ausschreibungsfenster 1 und 2.

TABELLE 7:
Ergebnisse der Windenergie-auktionen in den ersten beiden Auktionsrunden

Projektbezeichnung	Provinz	Gemeinde	Hersteller	Status	2 MW	2 MW
1. Ausschreibungsfenster: Wind						
Dassiesklip Wind Energy Facility	WC	Theewa-terskloof	26,19	BioTherm Energy, EPC: IBERINCO	Sinovel turbines (China)	im Bau
MetroWind Van Stadens	**EC**	**Nelson Mandela Bay**	**26,19**	**MetroWind, Afri-Coast; EPC: Basil Read Matamo**	**Sinovel turbines (China)**	**In Betrieb**
Hopefield	**WC**	**Saldanha Bay**	**65,40**	**Umoya Energy, EPC: Mott MacDonald**	**37 x 1.8 MW Vestas V100**	**In Betrieb**
Coria / Noblesfon-tein Wind Facility	NC	Ubuntu	72,75	EPC: Iberdrola; Group Five	41 x 1.8 MW Vestas	Im Bau
Red Cap Kouga – Oyster Bay	EC	Kouga	77,60	Afri-Coast, EPC: Nordex	32 x 2,5 MW Nor-dex N90	im Bau
Dorper Wind Farm	EC	Inkwanca	97,00	Rainmaker Energy Projects, EPC: Nordex	40 x 2.5 MW Nor-dex N100	im Bau
Jeffreys Bay	EC	Kouga	134,00	Mainstream Renewable Power, EPC: IBERINCO; Murray & Roberts Construction	60 x 2,3 MW Siemens SWT	im Bau
Cookhouse	EC	Blue Crane Route	135,00	African Clean Energy Develop-ments, EPC: Suzlon	68 x Suzlon 2.1 MW S88	im Bau
2. Ausschreibungsfenster: Wind						
Gouda Wind Facility	WC	Draken-stein	135,20	Acciona Energy	46 x 2,9 MW Accconia AW-3000	im Bau
Amakhala Emoyeni	EC	Nxuba	137,90	Cennergi and Windlab; EPC: SuzlonWind	66 x 2 MW Suzlon S97	im Bau
Tsitsikamma	EC		94,80	Cennergi and Windlab; EPC: Vestas	Vestas, 31 x 3.075 MW	im Bau
West Coast 1	WC	Saldanha Bay	90,80	Moyeng Energy, Investec Bank and Tiso; Windlab; EPC: Vestas	47 Vestas wind tur-bines (V90 2.0MW)	im Bau
Waainek	EC	Makana	23,40	InnoWind of EDF Nouvelles Ener-gies, EPC: Vestas	Vestas	im Bau
Grassridge	EC	Tsolwana	59,80	InnoWind of EDF Nouvelles Ener-gies, EPC: Vestas	Vestas	im Bau
Chaba	EC	Great Kei	20,60	InnoWind of EDF Nouvelles Ener-gies, EPC: Vestas	Vestas	im Bau
Gesamtnennleistung 1. und 2. Ausschreibungsfenster:			**1.196,63 MW**			

Quelle: GIZ/ DoE South Africa 2013, S. 81ff.

TABELLE 8:
Ergebnisse der Windenergie-auktionen der dritten REI4P-Runde

Drittes Ausschreibungsfenster Wind MW

Name des Parks	Ort und Provinz	Nennleistung (MW)	Projektierer	Gebotspreis in ZAR/ MWh
Khobab Wind Farm	Loeriesfontein, NC	138	Mainstream Renewables	(04/2013)
Loeriesfontein 2 Wind Farm	Loeriesfontein, NC	138	Mainstream Renewables	746,4
Longyuan Mulilo De Aar Maan-haarberg Wind Energy Facility	De Aar, NC	96	Mulilo Renewable Energy	759,6
Longyuan Mulilo De Aar 2 North Wind Energy Facility	De Aar, NC	139	Mulilo Renewable Energy	795,0
Noupoort Mainstream Wind	Noupoort, NC	79	Mainstream Renewables	740,0
Red Cap - Gibson Bay	St Francis Bay, EC	110	Enel Green Power/ Red Cap	771,0
Nojoli Wind Farm	Riebeek East, EC	87	Enel Green Power/ Nojoli	664,0
	Summe Nennleistung	**925**	**Arithm. Mittelwert Ar-beitspreise**	**682,0**

Quelle: DoE Südafrika 2013, S. S. 12

TABELLE 9:
Entwicklung der Windvergü-tungshöhen in Südafrika von 2011 bis 2013

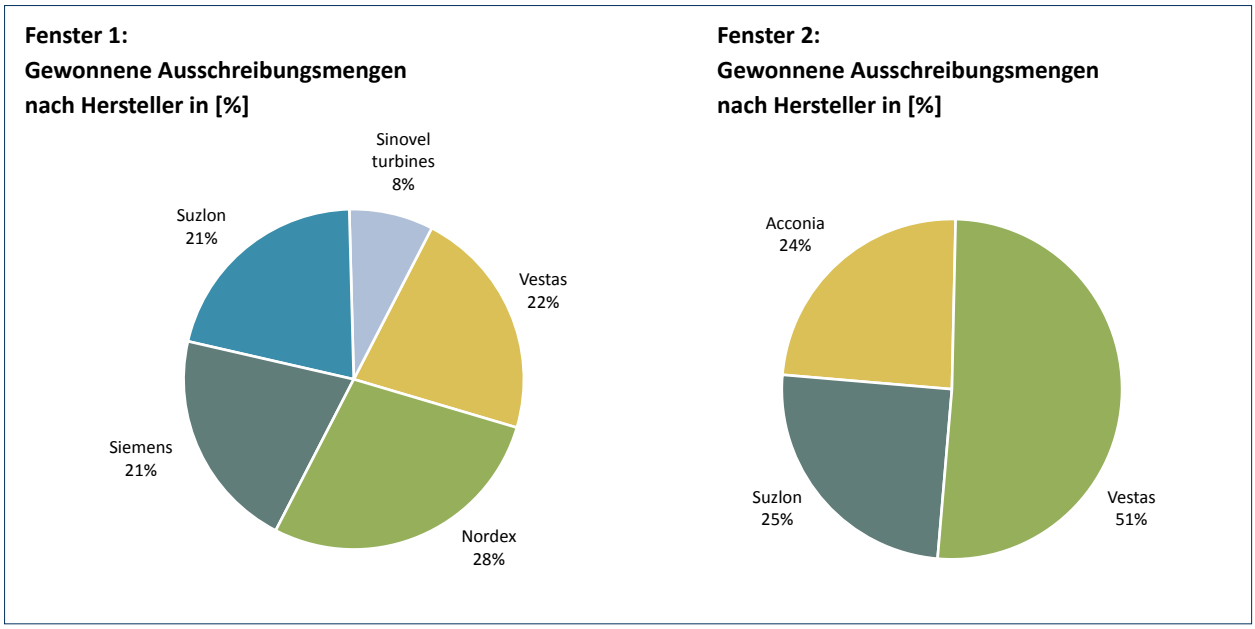
	Bid Window 3	Bid Window 2	Bid Window 1
Price: Fully Indexed (Ave Rand per MWh) (Base Apr ´11	R 656	R 897	R 1 143
Price: Fully Indexed (Ave Rand per MWh) (Base Apr ´13	R 737	R 1 008	R 1 284
MW allocation	787 MW	562 MW	634 MW
Total Project Cost (R´million)	R 16 969	R 10 897	R 12 724

Quelle: DoE South Africa 2013, S. S. 28[24]

24 Bei einem Wechselkurs von rund 10 Rand (=ZAR) pro Euro im Jahr 2011 und zwischen 13 bis 14 Rand pro Euro im Jahr 2014. (Vgl. http://www.finanzen.net/devisen/euro-suedafrikanischer_rand-kurs), Abruf am 16.7.2014

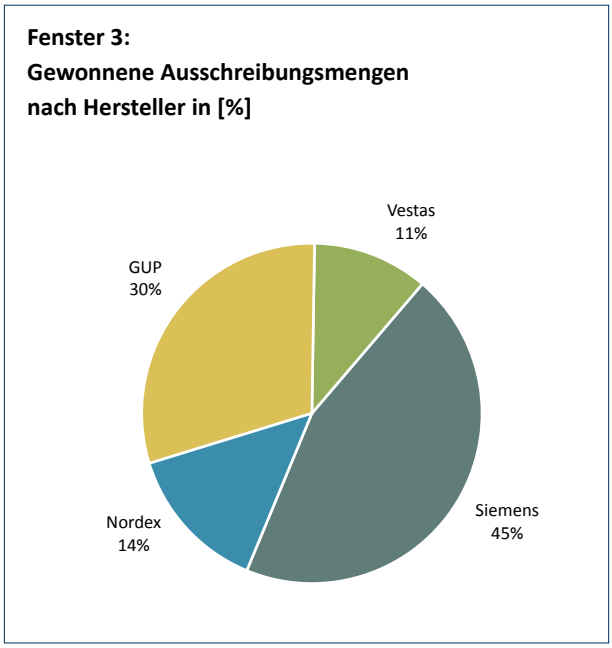
Bei näherer Betrachtung der Akteursstruktur fällt auf, dass große internationale Hersteller die Gewinner der bisherigen Ausschreibungsfenster waren. Des Weiteren kam es im zweiten Ausschreibungsfenster mit nur drei Herstellern zu einer Marktverengung, wobei Vestas mit fünf gewonnenen Projekten mehr als die Hälfte der ausgeschriebenen Windkapazität für sich gewinnen konnte. Im dritten Ausschreibungsfenster waren vier Anlagenhersteller präsent, wobei Siemens den größten Anteil hatte. Folgende Grafiken (Abbildung 9 und Abbildung 10) stellen die Anteile der Hersteller nach Leistung dar.

ABBILDUNG 9:
Anteile der Hersteller an den in Fenster 1 und 2 bezuschlagten Leistungen



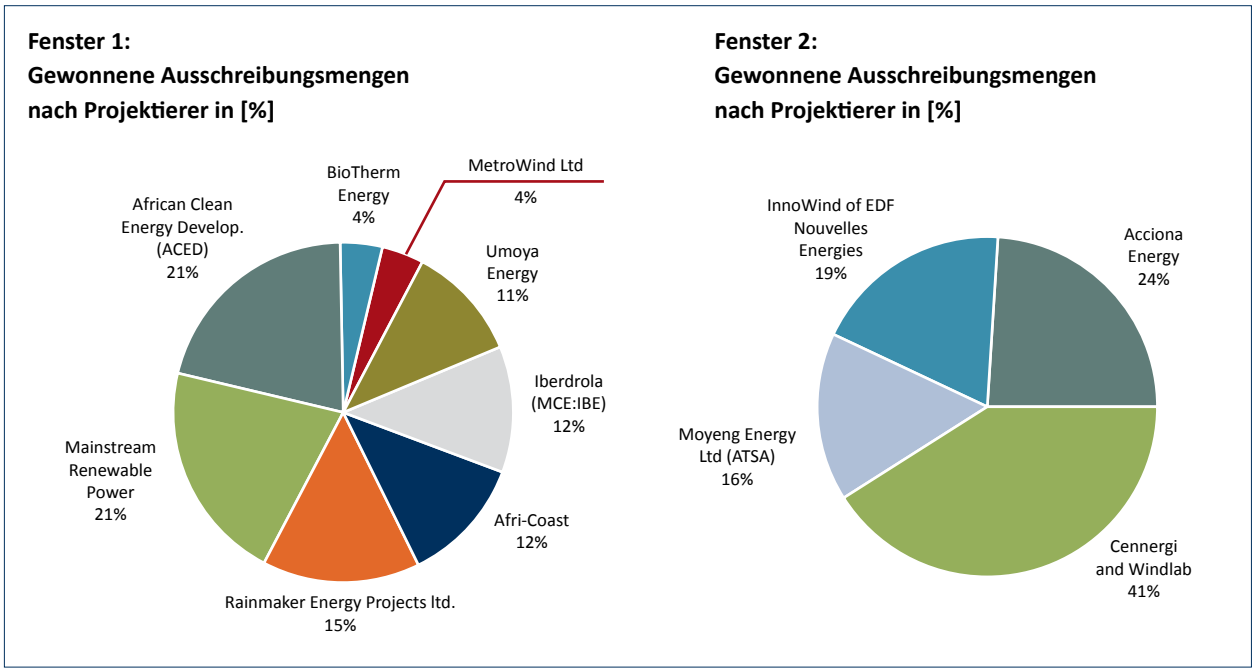
Darstellung: IZES gGmbH auf Grundlage der Daten in GIZ/ DoE South Africa 2013, S. 81ff.

ABBILDUNG 10:
Anteile der Hersteller an den in Fenster 3 bezuschlagten Leistungen



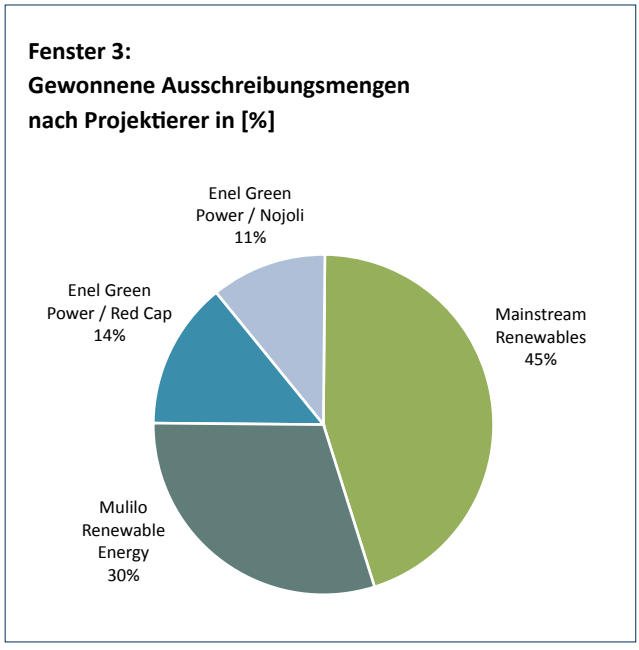
Darstellung: IZES gGmbH auf Grundlage der Daten in AHK 2014, S. 53

ABBILDUNG 11:
Anteile der Projektierer an den in Fenster 1 und 2 bezuschlagten Leistungen



Darstellung: IZES gGmbH auf Grundlage der Daten in GIZ/ DoE South Africa 2013, S. 81ff.

ABBILDUNG 12:
Anteile der Projektierer an den in Fenster 3 bezuschlagten Leistungen



Darstellung: IZES gGmbH auf Grundlage der Daten in AHK 2014, S. 34.

Eine Analyse der Projektierer (‚Developer') zeigt ein ähnliches Bild. Auch hier scheint sich eine Marktverengung auf wenige große Akteure abzuzeichnen.[25]

25 Dem folgenden Kapitel kann eine kurze Analyse der Projektiererstruktur für südafrikanische Windenergieprojekte entnommen werden.

Seit dem Start des Programms REI4P im Jahr 2011 wurden drei Ausschreibungsfenster für erneuerbare Energien durchgeführt und jeweils eine Entscheidung über die bevorzugten Bieter getroffen, wobei das dritte Fenster am 19.08.2013 beendet wurde. Der ursprüngliche Zeitplan für dieses Fenster bis Ende des Jahres 2012 konnte aufgrund von Verzögerungen der Bearbeitung der ersten beiden Runden nicht eingehalten werden (vgl. Ecofys 2013, S. 6 ff). Der Anteil der nach der Qualifikationsphase infrage kommenden Bieter (die auch mehr als ein Gebot abgeben können) erhöhte sich von der ersten zur zweiten Ausschreibungsrunde leicht von 53 % auf 64 %. Während von den 53 vorgelegten Bietern der ersten Runde im November 2011 28 einen Monat später als ‚preferred bidders' bekannt gegeben wurden, lag der Wert in der zweiten Runde im März 2012 mit 79 Bietern bei nur 19 bezuschlagten ‚preferred bidders', die aus den 51 ausgewählt wurden, welche die Qualifikationsphase erfolgreich absolvierten (vgl. IRENA 2013, S. 39). Die dritte Auktionsrunde mit 93 abgegebenen Geboten schloss mit 17 ‚preferred bidders' zur Errichtung der bezuschlagten 1.471,5 MW.

In der ersten Auktionsrunde waren relativ hohe Gebotspreise zu verzeichnen, die im internationalen Vergleich eher im oberen Bereich liegen und auf die fehlende Knappheit im Rahmen des Ausschreibungsverfahren sowie die Bekanntgabe von Preisobergrenzen für die einzelnen Technologiesegmente zurückzuführen sein dürften (vgl. ebd.). Das Fehlen von Kapazitätsgrenzen der einzelnen Technologiesparten resultierte in einem nur sehr schwach ausgeprägten Wettbewerb und durch die Bekanntgabe der Gebotslimits wurde strategisches Bieten angereizt, wodurch sich die Preise sehr stark an diesen orientierten (vgl. ebd., S. 41).

Die Umsetzungsfristen der Projekte waren zudem in der ersten Runde zu knapp bemessen. Wegen des o.g. Mangels an Wettbewerb stellten sich hohe Durchschnittspreise ein. Aufgrund dessen haben sich die auktionierenden Behörden auf eine Verringerung des Gesamtvolumens auf 1.044 MW für die zweite Auktionsrunde geeinigt. Die Gebotsobergrenzen wurden ebenfalls abgesenkt, was zur Folge hatte, dass sich die durchschnittlichen Gebotspreise für Photovoltaik und Windenergie verringerten (vgl. ebd., S. 39).

Die gesamte, bis 2016 geplante CSP-Leistung von 200 MW wurde bereits in den ersten beiden Fenstern zugewiesen, was vermuten lässt, dass die CSP-Bedingungen sehr ‚wohlwollend' ausgestaltet wurden und die realen Kosten weit unter den Höchstpreisen lagen. Andererseits fanden bisher keine erfolgreichen Bietfenster für Biomasse, Biogas und Deponiegas statt. Als Gründe können insbesondere eine zu niedrig eingestufte Preisobergrenze sowie relativ höhere Transaktionskosten und in der Regel kleinere Projektgrößen, die in höherem finanziellem Risiko resultieren, genannt werden. Dies zeigt die Wichtigkeit einer im Rahmen des Auktionsdesigns sorgfältig parametrisierten Preisobergrenze, die keine ausbauhemmende Wirkung entfaltet (vgl. IRENA 2013, S. 41).

Bei Gewinn einer Ausschreibung gilt die mit Eskom ausgehandelte Anforderung eines Baubeginns innerhalb von 180 Tagen. Dies stellt ein erhebliches Risiko für Projektentwickler dar, da es Bedenken gibt, dass Eskom nicht in der Lage sein wird, die Netzanschlüsse in diesem Zeitraum errichten zu können, vor allem in Gebieten mit einer bislang schwach ausgebauten Netzinfrastruktur (vgl. Ecofys 2013, S. 28). Ein weiterer Kritikpunkt bei der Gestaltung der Ausschreibungsverfahren ist neben dem sehr knapp bemessenen Zeitraum (Fristen) für die Abgabe von Geboten das

relativ komplexe Verwaltungsverfahren[26]. Es stellt vor allem für lokale KMU eine Barriere dar und kann dazu beitragen, Großprojekten einen Vorteil zu verschaffen. Obwohl Projektgrößen von Windparks zwischen 1 und 140 MW zulässig sind, werden, um dem Preisdruck gerecht zu werden, in der Regel große Projekte realisiert (25 – 140 MW), sodass in der dritten Runde das kleinste Projekt nur noch eine Kapazität von 87 MW aufwies (vgl. AHK 2014, S. 50). Größere Projektierungsunternehmen scheinen also im Vorteil, da infolge der Größe der Projekte erhebliche Investitionssummen im Rahmen der Finanzierung zu leisten sind. Das Global Wind Energy Council (GWEC) bezeichnet die Kosten zur Erfüllung der Anforderungen des Ausschreibungssystems REI4P als hoch und erklärt, diese stellen besondere Herausforderungen an kleinere Marktteilnehmer und Hersteller (vgl. GWEC 2014, S. 67).

Es lässt sich die Wichtigkeit einer gründlich überlegten und an der Zubaumenge angepassten Festlegung der Umsetzungsfristen innerhalb des Auktionsdesigns ableiten, die keinen zu starken Druck auf Projekte generiert. Andererseits sollte durch eine sinnvolle Festlegung von Kapazitätsgrenzen sowie eine Nichtveröffentlichung von Gebotsobergrenzen dafür Sorge getragen werden, dass der Anreiz zu strategischem Bieten vermindert wird (vgl. IRENA 2013, S. 41).

Angesichts der Fragestellung nach der Wettbewerbsfähigkeit der heimischen südafrikanischen Erneuerbaren-Industrie stellt sich unter einigen Akteuren die Sorge ein, dass die local-content-Regelung zu anspruchsvoll sei und den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien behindern könne. Dennoch wurde von den für das Programm REI4P in Verantwortung stehenden Institutionen das Ziel geäußert, den local-content zukünftig von derzeit 25 Prozent (Runde 1 und 2) und 40 Prozent (Runde 3) weiter auf bis zu 75 Prozent zu erhöhen.

Das Global Wind Energy Council führt außerdem folgende Kritikpunkte zum südafrikanischen Ausschreibungssystem an (vgl. GWEC 2013, S. 67):

- Steigende Anforderungen der ‚Local Content'-Regelungen stellen Entwickler vor neue Herausforderungen.
- Regierungspläne bezüglich Konzepten zur Netzintegration und den damit verbundenen Kosten wurden bislang nicht festgelegt.

IRENA spricht von einer „Lernkurve" (IRENA 2013, S. 41), die die Ausschreibungsverfahren in Südafrika zu durchlaufen hatten bzw. immer noch durchlaufen.

4.2.2 Exkurs: Analyse der Projektiererstruktur für Windenergieprojekte in Südafrika

Im folgenden Abschnitt sollen die in den ersten beiden Auktionsrunden erfolgreichen Bieter kurz vorgestellt werden und hinsichtlich der Unternehmensgröße sowie auf wesentliche Beteiligung internationaler Konzerne und Investoren untersucht werden. Auf eine weitergehende Analyse wird an dieser Stelle bewusst verzichtet, da lediglich herausgestellt werden soll, ob Tendenzen hin zu einer Konzentration bzw. hin zu einer diversifizierten Projektiererstruktur existieren.

26 Vgl. GIZ/ DEDEAT 2013, S. 27. Hier wird für die Qualifikationsphase zwischen Bekanntgabe der Ausschreibungen und dem Datum der Angebotsabgabe ein Zeitraum von 6 Monaten genannt und für den Zeitraum zwischen der Bekanntgabe der ‚preferred bidders' und dem Abschluss der PPAs ein Zeitraum von 9 Monaten. Die Gesamtheit der Genehmigungen (GIZ/DEDEAT listen 27 auf!) muss allerdings zwei Monate vor Abschluss der Verträge vorliegen.

Acciona und **Aveng** kooperieren bei dem Projekt Drakenstein, wobei Acciona mit 51% eine Mehrheitsbeteiligung hat, Aveng mit 29% beteiligt und eine ‚Black Economic Empowerment Company' ist. Acciona Energy ist ein in über 20 Ländern aktives, spanisches Unternehmen, das im Bereich Entwicklung von erneuerbaren Energieprojekten aktiv ist.[27]

African Clean Energy Developments (ACED) ist eine südafrikanische Firma zur Entwicklung von Projekten im Bereich erneuerbarer Energien im südlichen Teil Afrikas: An ACED besitzen zwei weitere Firmen jeweils 50% der Anteile:

- African Infrastructure Investment Managers: ein Joint Venture des Versicherungs- und Finanzdienstleisters Old Mutual und Macquarie Africa, einem global agierenden Unternehmen der Finanzbranche mit Aktivitäten u.a. im Bereich Unternehmensfinanzierung und -beratung sowie Infrastrukturfondsmanagement und Aktienhandel, das weltweit Vermögenswerte im mehrstelligen Milliardenbereich verwaltet,
- AFPOC: ein mauritisches Unternehmen mit dem einzigen Zweck, in ACED zu investieren.[28]

Afri-Coast ist eine südafrikanische sogenannte ‚Black Economic Empowered Company' mit einer Zertifizierung für Stufe vier des BBBEE-Systems und als Ingenieurdienstleistungs- und Planungsgesellschaft neben dem Sektor der erneuerbaren Energien auch im Gebäudeenergiesektor sowie als Dienstleister im Transportwesen, dem Bergbau und der Erdölindustrie tätig.[29]

BioTherm Energy (BTE) ist eines der ersten südafrikanischen Projektierungsunternehmen für EE-Projekte, gegründet im Jahr 2003. 2008 stieg mit Denham Capital Management LP ein Private-Equity-Investor mit einem Investitionsvolumen von (bis zu) 150 Mio US-$ ein, um EE-Projekte auf dem afrikanischen Kontinent zu finanzieren. BTE verfügt zudem nach eigenen Angaben über einen starken BBBEE-Partner.[30]

Cennergi ist ein Joint Venture der beiden Unternehmen Exxaro (aus Südafrika) und einer mauritischen Tochtergesellschaft der Tata plc (Indien). Exxaro ist der zweitgrößte Kohleproduzent Südafrikas und der größte Lieferant des südafrikanischen Energieversorgers Eskom (bis heute noch mit überragenden Marktanteilen). Tata Power wiederum ist Indiens größter Energieversorger. Beide haben sich explizit mit dem Ziel zusammengeschlossen, ihre bislang fossil-nuklear geprägten Portfolien zu diversifizieren und visieren mit dem Joint Venture Cennergi bis zum Jahr 2025 eine gemeinsames EE-Portfolio von 16 GW installierter Leistung an.[31]

Enel Green Power ist die Tochterfirma des italienischen Energieversorgers Enel mit einer bisher installierten Leistung an erneuerbaren Energien von fast 9 GW in 16 Staaten.[32]

27 Vgl. hierzu http://www.acciona.com/news/acciona-and-aveng-awarded-two-renewable-energy-projects-in-southafrica-totaling-209-mw, http://www.acciona-energia.com/about_us/the_company.aspx , Abruf am 11.06.2014.
28 Vgl. hierzu http://www.nersa.org.za/Admin/Document/Editor/file/Consultations/Electricity/Presentations/Cookhouse%20Wind%20Farm%20%28ACED%20Renewables%20Cookhouse%29%20%28Pty%29%20Ltd.pdf sowie http://www.macquarie.co.za/mgl/za/local-activities, http://www.macquarie.co.za/mgl/za/global-expertise, Abruf am 11.06.2014.
29 Vgl. hierzu http://www.africoast.com/default.aspx, Abruf am 05.06.2014.
30 Vgl. hierzu http://www.biothermenergy.com/aboutus, Abruf am 05.06.2014.
31 Vgl. dazu http://www.cennergi.com/about-cennergi/our-history/ , Abruf am 05.06.2014.
32 Vgl. hierzu https://www.enelgreenpower.com/en-GB/company/worldwide/ , Abruf am 11.06.2014.

InnoWind of EDF Nouvelles Energies. Im Rahmen der drei Projekte, bei denen EDF Energies Nouvelles (EDF EN) als Tochterfirma des staatlichen französischen Energiekonzerns EDF mit einem Portfolio von deutlich über 6 GW an erneuerbaren Energien weltweit erfolgreich war, kooperiert diese mit dem lokalen Projektierer InnoWind, wobei EDF EN eine 80%ige Beteiligung an den Projekten behält.[33]

Mainstream Renewable Power (Mainstream Renewables) ist ein in neun Staaten agierendes Projektierungsunternehmen mit 180 Mitarbeitern und einem Projektvolumen von ca. 19 GW mit Hauptsitz in Irland, das nach eigenen Angaben bei Wind- und Solarprojekten in Südafrika führend ist. Für die südafrikanischen Projekte fungiert das Unternehmen als Konsortialführer.[34]

MetroWind ist eine speziell gegründete Projektgesellschaft, an der unter anderem mit Basil Read Energy ein global agierendes Unternehmen aus dem Bereich Bergbau sowie mit Old Mutual ein weltweit agierendes Versicherungs- und Finanzdienstleistungsunternehmen beteiligt sind.[35]

Mulilo Renewable Energy ist ein südafrikanisches Projektierungsunternehmen im Bereich erneuerbarer Energien und als solches Teil der Mulilo Energy Group, einem südafrikanischen Energiekonsortium, das in Joint Ventures mit einem größeren chinesischen Windkraftunternehmen, der China Longyuan Power Group Corporation sowie Gestamp Solar, einem großen spanischen Solarunternehmen, das Teil des in erster Linie in der Stahlindustrie und im Bereich Automotives aktiven spanischen Großkonzerns Gestamp ist, agiert.[36]

Rainmaker Energy ist ein im Privatbesitz befindliches, unabhängiges südafrikanisches Energieunternehmen mit großen Windkraftprojekten und kleineren Wasserkraftprojekten als Hauptgeschäftsfelder.[37]

Windlab, das bei zwei Projekten mit Cennergi kooperiert, ist ein global agierendes Windenergieprojektierungsunternehmen mit Hauptsitz in Südafrika, das nach eigenen Angaben weltweit bereits über 7 GW an Windleistung errichtet hat.[38]
Wie die obenstehende Auswertung der erfolgreichen Bieter der drei Ausschreibungsfenster zeigt, scheinen größere Projektierer und Investoren in Südafrika zu überwiegen oder zumindest über Beteiligungen einen erheblichen Anteil am Ausbau der Windenergie zu besitzen. Die bezuschlagten Projekte der dritten Auktionsrunde sind ausschließlich solche mit Beteiligung internationaler Investoren.[39]

33 Vgl. hierzu http://www.edf-energies-nouvelles.com/en/press-release/edf-energies-nouvelles-moves-into-the-southafrican-wind-energy-market/, Abruf am 11.06.2014.
34 Vgl. hierzu http://mainstreamrp.com/about/who-we-are/ sowie http://mainstreamrp.com/south-africa/, Abruf jeweils am 05.06.2014.
35 Vgl. hierzu: http://metrowind.co.za/who-we-are, http://www.basilread.co.za/about/history/ und https://www.oldmutual.com/vpage.jsp?vpage_id=2834 , Abruf jeweils am 05.06.2014.
36 Vgl. hierzu http://www.mulilorenewableenergy.com/Home.html ,http://www.mulilorenewableenergy.com/About_us.html , http://www.clypg.com.cn/en/aboutus/companyprofile/index.shtml ,http://www.gestampsolar.com/en/corporation, Abruf jeweils am 11.06.2014.
37 Vgl. hierzu http://www.rainmakerenergy.co.za/index.htm, Abruf am 05.06.2014.
38 Vgl. hierzu http://www.windlab.com/home, Abruf am 11.06.2014.
39 Vgl. hierzu http://www.engineeringnews.co.za/article/sa-weighs-appointment-of-more-ipps-as-green-energy-portfolio-expandsto-r150bn-2013-11-04, Abruf am 11.06.2014.

4.2.3 Beurteilung der Ausschreibungsverfahren in Südafrika gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

Akteursvielfalt

Auf der Basis der vorhandenen Datenlage konnte eine Analyse der Projektiererstruktur in Südafrika vorgenommen werden, woraus eine im Vergleich mit der Bundesrepublik eine hohe Marktkonzentration festgestellt werden kann. Es dominieren Projektierer, an denen größere, international agierende Unternehmen aus den Bereichen Energieversorgung und Bergbau beteiligt sind. Die verglichen mit Deutschland weitaus größeren Windprojekte setzen ebenso wie die zu erbringenden Vorleistungen eine gewisse Finanzstärke voraus und behindern somit den Marktzutritt kleinerer Unternehmen (siehe Kapitel 4.2.2).

Zielerreichung

Der kurze Zeithorizont seit der Einführung der Ausschreibungsverfahren lässt zum jetzigen Zeitpunkt noch keine Aussage über die Erfüllung der Ausbauziele zu. Mit Stand von Mai 2014 waren erst zwei der im Rahmen des REI4P erfolgreichen Windprojekte der ersten Ausschreibungsrunde im Jahr 2011 realisiert, was in Anbetracht der üblichen Planungsdauer für Windenergieprojekte von zwei oder mehr Jahren bisher aufgrund der kurzen Laufzeit des Programmes noch nicht als Indikator für Zielverfehlungen anzusehen ist.

Kosteneffizienz

Ein Vergleich zum Zeitraum vor der Einführung des REI4P lässt sich aufgrund der geringen Mengen an installierter Windleistung (61 MW in den Jahren von 2002 bis 2010, vgl. Abbildung 7) kaum bewerkstelligen. Während in der ersten Ausschreibungsrunde der durchschnittliche Preis für Windenergie Onshore noch bei 1,14 ZAR/kWh (9,9 Euro-cent/kWh) lag, sank dieser auf 0,89 ZAR/kWh (6,1 Euro-cent/kWh) in der zweiten und entgegen der Erwartungen auf 0,66 ZAR/kWh (4,5 Euro-cent/kWh) in der dritten Runde (vgl. AHK 2014, S. 24). Ob weitere Preissenkungen abzusehen sind bzw. ob sich die Projekte zu den kontrahierten Preisen umsetzen lassen, lässt sich noch nicht abschließend bewerten.

Investitionssicherheit

Die administrativen Verzögerungen des Endzeitpunkts der Ausschreibungsrunden bewirkten für Projektentwickler sowie Investoren zumeist höhere Risiken und Unsicherheiten.

4.3 Italien

4.3.1 Ausschreibungen in Italien

Italien ist ein dichtbesiedeltes Land mit einer Bevölkerungsdichte von 192 Einwohnern pro km² (Im Vgl.: Deutschland hat 230). Die Windressourcen sind im Durchschnitt geringer als in Deutschland. Windreiche Standorte befinden sich vor allem im Süden und sind oft in gebirgigen Regionen konzentriert.

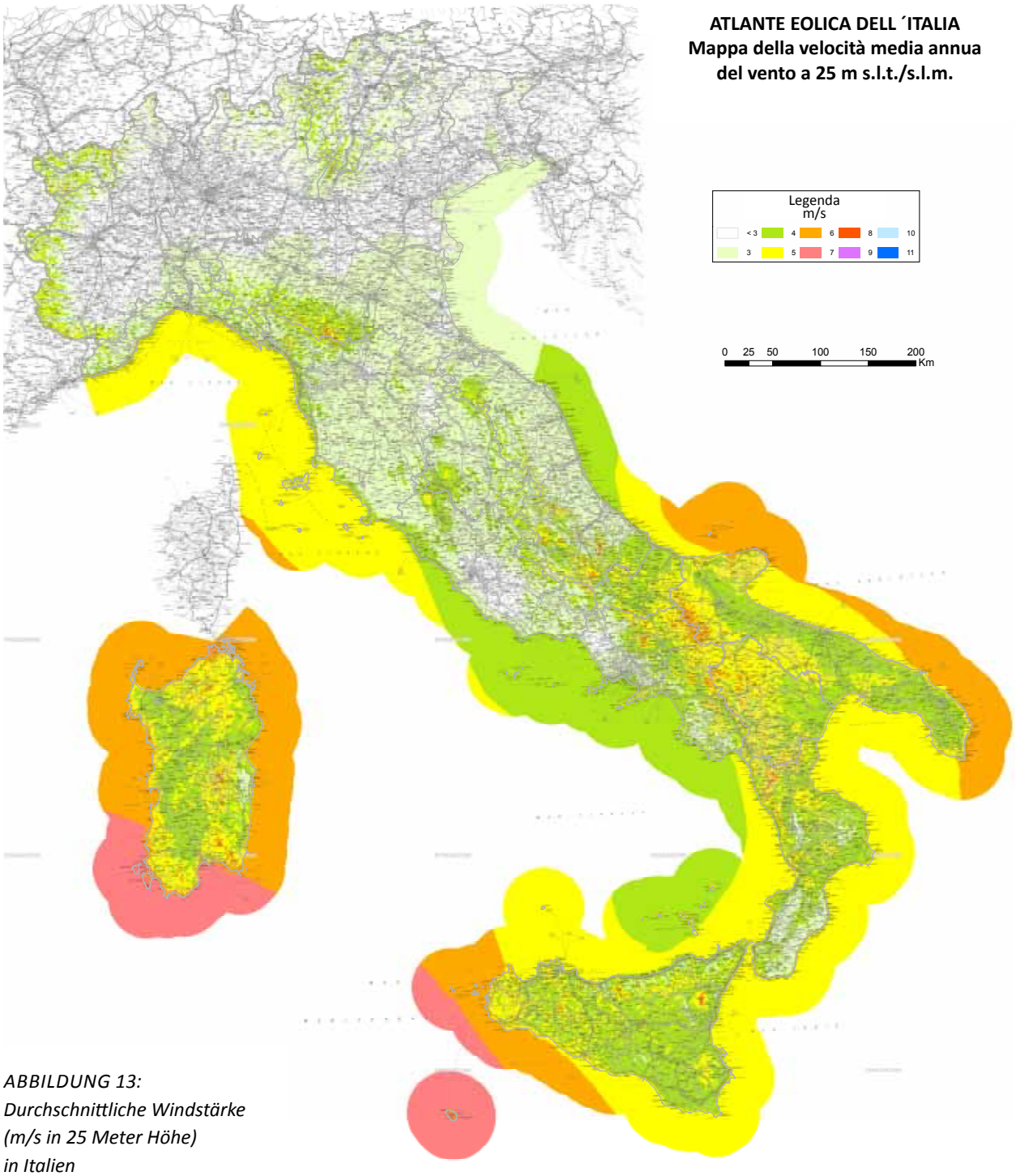
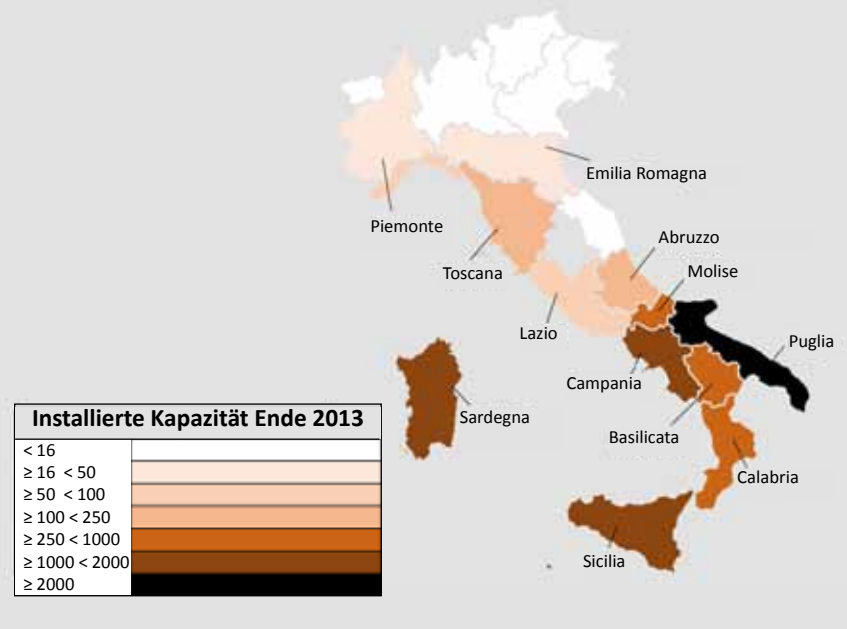


ABBILDUNG 13:
Durchschnittliche Windstärke (m/s in 25 Meter Höhe) in Italien

Quelle: http://atlanteeolico.rse-web.it/viewer.htm

Mit Windgeschwindigkeiten von unter 5 m/s in 25 Meter Höhe sind große Teile Italiens für die Windkraftnutzung nicht sonderlich attraktiv. Sehr ungleich verteilt sind darüber hinaus die zum heutigen Zeitpunkt installierten Kapazitäten:

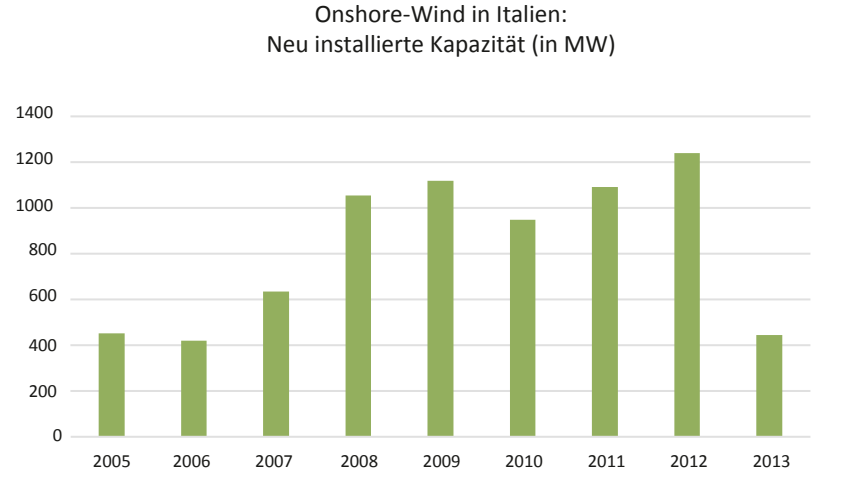
ABBILDUNG 14: Installierte Windkraftkapazität in MW nach Regionen Ende 2013



Datenquelle: ANEV

Zur besseren Einschätzung der Vergleichbarkeit des vorherrschenden Ausschreibungsmodells Italiens mit dem System fixer Einspeisevergütung in Deutschland wird im Folgenden auf Ähnlichkeiten und Unterschiede beider Länder eingegangen. Mit einer installierten Leistung von 8.552 MW Ende 2013 besitzt Italien nach Deutschland, Spanien und Großbritannien die viertgrößte Windkraftkapazität in Europa und die siebtgrößte weltweit (vgl. GWEC 2014). Diese installierte Leistung bis Ende des Jahres 2013 ist vor allem auf die Zeit vor der Einführung des Ausschreibungssystems 2013 zurückzuführen. Von den 445 MW neuer Kapazität, die 2013 installiert wurden, war noch ein wesentlicher Teil vom vorangegangenen Quotensystem unterstützt.

ABBILDUNG 15: Entwicklung der Windkraft in Italien

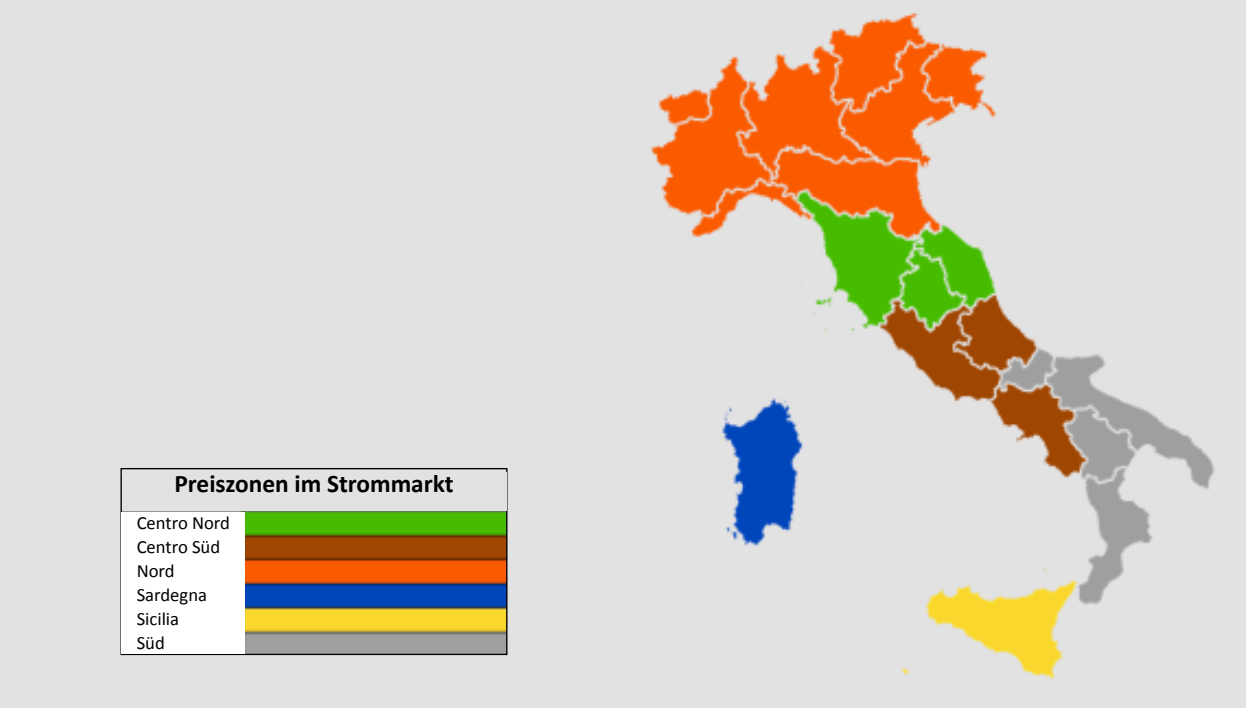


Datenquelle: ANEV

Die italienische Windkraftbranche ist mittelständisch und von einer Vielzahl von Projektentwicklern, Komponentenherstellern und Dienstleistern geprägt. Wie auch Deutschland und drei weitere EU-Ländern hat Italien durch seine starke Elektro- und metallverarbeitende Industrie eine positive Handelsbilanz bei Windkraftkomponenten (vgl. European Commission 2014 sowie IEA 2013 und IEA 2013). In dieser Hinsicht weisen beide Länder ähnliche Voraussetzungen auf.

Ähnlichkeit besteht auch bei einigen Grundpfeilern des Energiesystems und der Energiepolitik: Noch stärker als Deutschland ist Italien von Energieimporten, insbesondere Gasimporten, abhängig. Nach dem vollständigen Atomausstieg in den späten 1980er Jahren und nach der 95%igen Mehrheit im Volksentscheid 2011 kann die Option eines Wiedereinstiegs in die Kernkraft in Italien als ausgeschlossen angesehen werden. Durch die sehr hohen Anteile von Gas- und Wasserkraftspeichern im Stromsystem und durch das große Potential an Lastmanagement wegen der Präsenz einer starken verarbeitenden Industrie bestehen zudem günstige Bedingungen für den Ausgleich dargebotsabhängiger Stromerzeugung. In Italien sind die Windressourcen jedoch noch ungleicher verteilt als in Deutschland, wobei in Italien sowohl das Windpotenzial wie auch das Solarpotenzial im Süden und auf den Inseln konzentriert sind, während die Verbrauchschwerpunkte im Norden liegen. Wie in Deutschland bestehen auch in Italien Netzengpässe in der Nord-Süd-Verbindung, sowie zwischen den großen Inseln und dem Kontinent. Im Gegensatz zur Bundesrepublik besteht in Italien eine Teilung des Strommarkts in sechs Preiszonen.

ABBILDUNG 16:
Preiszonen im italienischen Strommarkt



Darstellung: IZES gGmbH, Zusammenstellung gemäß https://www.mercatoelettrico.org[40]

Als weitere Ähnlichkeit für beide Länder kann der weltweit höchste Anteil an Solarenergie im Stromsystem genannt werden.

40 https://www.mercatoelettrico.org/en/Mercati/MercatoElettrico/Zone.aspx, Abruf am 13.6.2014

In beiden Ländern hat in den letzten Jahren eine scharfe öffentliche Debatte über die Kosten der Refinanzierung der Erneuerbaren Energien stattgefunden. Im internationalen Vergleich gehören Deutschland und Italien zu den Ländern mit überdurchschnittlich hohen Endkundenstrompreisen.[41]

Wesentliche Unterschiede bestehen in der Kostenstruktur von Windkraftinvestitionen, weswegen ein direkter Vergleich der Vergütungshöhe in den beiden Ländern zu falschen Schlussfolgerungen führen kann. Mehrere Faktoren sind für die im Schnitt höheren Kosten für die Windkraftnutzung in Italien zu untersuchen: die im Durchschnitt vorteilhafteren Windstandorte Deutschlands im Vergleich zum gesamten Land Italien, die häufig aufwändigeren geographischen Bedingungen (Gebirge, schwer zugängliches Gelände, Erdrutsch- und Erdbebengefahr etc.), aber auch die Funktionsweise und Entscheidungsmodi der lokalen oder regionalen Verwaltungen sowie die Kreditvergabe und das Zinsniveau.[42]

Zwei wesentliche, miteinander verbundene Unterschiede liegen in der langfristigen energiepolitischen Vision und in der Gesamtwirtschaftslage. Italien befindet sich auf einem guten Weg, die auf EU-Ebene vereinbarten Erneuerbare-Energien-Ziele für 2020 zu erreichen, die für Italien (von 5,2% erneuerbarem Anteil 2005 am EEV auf 17% 2020) ähnlich ehrgeizig sind wie für Deutschland (von 5,8% 2005 auf 18% 2020). Die wichtigsten Faktoren des bisherigen Erfolgs in der Zielerreichung waren folgende: Als erster Faktor kann das rasante Wachstum der Erneuerbaren Energien im Strombereich genannt werden: von 2008 bis 2013 hat sich der erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung absolut fast verdoppelt (von 58,2 auf 108,5 TWh). So wuchs in diesem Zeitraum der Anteil der Erneuerbaren am nationalen Bruttostromverbrauch von 16% auf 33%. Der zweite Faktor war aber die dramatische Rezession, die den Energieverbrauch in Italien seit 2008 wesentlich reduziert hat.

Die Wirtschaftskrise hat zu einer Verschiebung der politischen und ökonomischen Prioritäten geführt. Langfristige Investitionen sind schwieriger geworden, die Aufmerksamkeit ist sowohl für viele Haushalte als auch im öffentlichen Diskurs auf den kurzfristigen Fortbestand der Strukturen konzentriert.

Unter diesen Bedingungen konnte die Entscheidung gegen den Neubau von Atomkraftwerken nach dem Referendum 2011 politisch nicht ausreichend mit einem langfristigen Energieszenario unterlegt werden. Erneuerbare Energien genießen weiterhin eine breite Zustimmung unter der Bevölkerung und es besteht der Konsens, dass sich das Land hin zu mehr Erneuerbaren entwickeln soll. Anders als in Deutschland sind zum heutigen Zeitpunkt jedoch keine klaren langfristigen energiepolitischen Ziele bis 2050 festgelegt. Und da die 2020-Ziele der EU-Richtlinie in Reichweite erscheinen, fehlen derzeit der politische Wille und die Wirtschaftskraft, eine vergleichbare Dynamik wie die der deutschen Energiewende zu schaffen.

Gesetzliche Grundlage des Ausschreibungssystems und Inkrafttreten
Das Ausschreibungssystem wurde in Folge eines Gesetzes vom März 2011 durch eine Verordnung vom 6. Juli 2012[43] eingeführt. Das Gesetz bezieht sich auf alle

41 Vgl. http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_PUBLIC/8-21052014-AP/DE/8-21052014-AP-DE.PDF, Abruf am 13.6.2014

42 Vgl. zu die Analysen der IEA zu den durchschnittlich höheren Kosten der Windenergie in Italien in ihren Jahresberichten: Die IEA nimmt für einen ‚mittleren Windstandort' („ a site of medium complexity") 1.800 Vollbenutzungsstunden an. (vgl. IEA 2012, S. 120f). In (IEA 2013, S. 112) werden zwei ‚typische' Windstandorte unterschieden: die der süditalienischen Ebenen, die einfacher zu bebauen sind, aber weniger gute Windverhältnisse haben und die Standorte im Bergland, die schlechtere Anschlussbedingungen besitzen, aber bessere Windverhältnisse.

Anlagen, die nach Veröffentlichung des Gesetzes genehmigt, oder nach dem 31.12.2012 in Betrieb genommen wurden. Es gab ein graduelles Übergangsregime für Anlagen, die bis Ende April 2013 in Betrieb genommen wurden.

Nach der Verordnung von 2012 bleibt das vorhergehende Regime (Quotensystem mit „grünen Zertifikaten") für die vor Ende 2012 in Betrieb genommen Anlagen zuerst bestehen. Für den Zeitraum ab 2016 ist das Refinanzierungsschema für Neuanlagen derzeit nicht klar definiert.

Ziele der Ausschreibungen
Nach seiner Präambel ist die Zielvorgabe des Gesetzes, die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien durch einfache und stabile Anreize und Zugangsbedingungen zu fördern. Die Ziele des Nationalen Aktionsplans für Erneuerbare Energien gemäß der EU sollen unter Beachtung der Effektivität, der Effizienz sowie der Tragbarkeit der Kosten erreicht werden.

In der dem Gesetz vorhergehenden politischen Debatte war die Reduktion der spezifischen und der absoluten Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien der erklärte Hauptbeweggrund für die Einführung der Ausschreibungen. Bei Onshore-Wind kann seit Einführung des Ausschreibungssystems ein von der Politik ausgehender Wille, das Ausbautempo zu kontrollieren und im konkreten Fall zu drosseln, wahrgenommen werden: Die in der Periode 2013-2015 jährlich auszuschreibende Kapazität von 500 MW Onshore[44] ist geringer als die Hälfte des durchschnittlichen jährlichen Ausbaus (1.090 MW) in den fünf Jahren vor der Einführung der Ausschreibungen. Dieser Effekt der radikalen Verringerung der jährlich neu installierten Leistung ist in Bezug auf die Interpretation der Erfahrungen zum Ausschreibungssystem in Italien besonders zu beachten.

Nach Einschätzung des Präsidenten des italienischen Windenergieverbands ANEV, Simone Togni, sei die Einführung der Ausschreibungen zudem vom politischen Willen motiviert, die größeren Stromerzeuger wie Enel, Edison, EDF oder ERG zu begünstigen, da ein Ausschreibungssystem kleineren Projektentwicklern den Marktzugang erschwere. Zum Beispiel habe ERG, mit mehr als 1.000 MW der größten Windkraftbetreiber in Italien, keine Projekte selbst entwickelt, sondern nur bestehende Projekte angekauft. Auch ENEL, der größte Stromerzeuger in Italien, habe bisher sehr wenige Windkraftprojekte selbst realisiert (Togni 2014).

Beschaffende Institution
Für die Umsetzung ist der GSE (Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.) zuständig, ein staatliches Unternehmen unter Kontrolle des Ministeriums für Wirtschaft, das unterschiedliche Aufgaben bei der Umsetzung politischer Maßnahmen im Bereich Energieeffizienz und Erneuerbaren Energien erfüllt.

Vorhersehbarkeit/Frequenz
Das Gesetz vom Juli 2012 definiert einen klaren Zeitplan für die Ausschreibungen bis inklusive 2014.[45]

43 Decreto Ministeriale 6 Luglio 2012, gefolgt von den Ausführungsbestimmungen, deren letzte Version (GSE 2014a) die Quelle der Beschreibung des Ausschreibungssystems ist, wenn nicht anders angegeben.
44 Vgl. hierzu Ministero dello sviluppo economico 2012, insbes. Folien 24 und 32
45 Nominell werden im Gesetz auszuschreibende Quoten für die Jahre 2013, 2014 und 2015 genannt (je 500 MW für Onshore-Wind). Allerdings werden die Quoten jeweils im Vorjahr ausgeschrieben, so dass z.B. die für 2015 vorgesehene Quote am 29.3.14 ausgeschrieben worden ist, mit Frist am 26.6.14.

TABELLE 10: Ausgeschriebene Mengen nach EE-Technologie

	2013	2014	2015
	MW	MW	MW
Wind onshore	500	500	500
Wind Offshore	650	0	0
Wasserkraft	50	0	0
Biomasse & Gase	120	0	0
Biomass gem. § 8, Abs. 4, c) (organ. Reststoffe)	350	0	0

Darstellung IZES; Quelle: Verordnung DM 6 luglio 2012, Art. 12, Abs. 4

Zu Irritationen und schließlich einer folgenreichen Klage haben hingegen Unklarheiten bezüglich der auszuschreibenden Mengen geführt (s.u.).

Die Ausschreibung wurden bisher immer innerhalb der vom Gesetz vorgesehenen Zeiträume veröffentlicht: Die erste Ausschreibung fand Ende 2012 statt, die folgenden finden von jeweils Jahresbeginn bis Ende März statt. Die Endfristen der bisherigen Ausschreibungen waren der 6.12.2012 und der 10.6.2013. Derzeit läuft die dritte Ausschreibung, mit Frist am 26.6.2014. Die Ergebnisse der Ausschreibungen müssen laut Gesetz bis 60 Tage nach der Frist veröffentlicht werden. Bei der ersten Ausschreibung wurden die Ergebnisse nach 39 Tagen veröffentlicht, bei der zweiten nach 30 Tagen.

Ausschließlich für Onshore-Wind sieht das Gesetz eine Sonderausschreibung sechs Monate nach der regulären Ausschreibung für den Fall vor, dass mehr als 20% der ausgeschriebenen Kapazitäten nicht vergeben werden konnten, wobei dieser Fall bis dato noch nicht eintrat.

Bei der zweiten Ausschreibung hat die eher unerwartete Interpretation einer unklaren Regelung[46] des Gesetzes seitens des GSE dazu geführt, dass der GSE die ausgeschriebene Menge nach der Einreichung der Gebote von 465 MW auf 399 MW reduzierte. Dies hatte zur Folge, dass zwei Gebote, die sonst den Zuschlag bekommen hätten, ausgeschlossen wurden. Eine der beiden Firmen reichte, unterstützt vom italienischen Windenergieverband, Klage ein und gewann den Prozess, so dass letzten Endes beide Projekte wieder aufgenommen werden mussten (Indelicato 2014). Das Klageverfahren hat allerdings über ein halbes Jahr in Anspruch genommen, währenddessen die Banken die Finanzierung vieler Projekte als Vorsichtsmaßnahme eingefroren haben für den Fall, dass viele Projekte oder gar die ganze Auktion für nichtig erklärt werden könnten. Daher sind viele Projekte der zweiten Ausschreibung nun verspätet und riskieren, deswegen mit Pönalen bestraft zu werden. Bei einigen Projekten kann die durch das Klageverfahren verursachte Verspätung die Schwelle der Nicht-Umsetzbarkeit überschreiten (Togni 2014).

Technische Differenzierung

Die technologische Differenzierung erfolgt auf Grundlage der Faktoren Art der Erzeugungstechnologie und Größe und Art der technischen Maßnahmen (Neubau, Repowering, Wiederinbetriebnahme alter Wasserkraftanlagen etc.).

46 Diese Unklarheit sowie grundsätzlich die Abweichung von den im Gesetz vorgesehenen jährlich auszuschreibenden 500 MW Onshore Wind hatten mit dem Übergangsregime zwischen dem vorherigen Grüne-Zertifikate-System und dem Ausschreibungssystem zu tun.

Bei Neubau und Repowering können folgende Anlagenklassen nur durch Teilnahme an Ausschreibungen Zugang zum Refinanzierungsmechanismus erhalten: Onshore-Wind, Offshore-Wind, Biomasse und Biogas ab 5 MW, Wasserkraft ab 10 MW, Geothermie ab 20 MW. Bei kleineren Anlagen gelten andere Regelungen, wobei auch für sie teilweise die Option einer freiwilligen Teilnahme an Ausschreibungen besteht.

Als Reaktion auf immer wieder auftretende Missbrauchsfälle, die insbesondere bei Photovoltaik-Projekten auftraten, wurden strikte Bedingungen auf juristischer Ebene eingeführt, die eine Zersplitterung der Projekte verhindern sollen. Mit Ausnahme von Mikro-Windkraftanlagen wird daher Windkraft in Italien praktisch nur noch über Ausschreibungen refinanziert.

Die Ausschreibungen werden technologiespezifisch durchgeführt, wobei sich die folgende Analyse ausschließlich auf die Ausschreibungen für Onshore-Windanlagen beschränkt. Beim Repowering ist der Unterschied zwischen der Erzeugungskapazität vor und nach der Maßnahme ausschlaggebend.

Standortdifferenzierung
Das Ausschreibungsdesign sieht grundsätzlich keine Standortdifferenzierung vor. Eine Ausnahme sind Sonderregelungen bezüglich einzelner Regionen, die von starken Erdbeben betroffen waren. Eine faktische Differenzierung ergibt sich aus der Methode, wie die Vergütung berechnet wird, die in der Ausschreibung angeboten wird (siehe Details unten „Kontrahierte Güter“), von denen die (regional unterschiedlichen) Börsenstrompreise aus der Vergütung subtrahiert werden.

Adressaten / Präqualifikation
Folgende Voraussetzungen müssen bei der Teilnahme an Ausschreibungen erfüllt werden:

- Beim Zeitpunkt der Anmeldung zur Teilnahme an der Ausschreibung müssen die Anlagen über eine vollständige Genehmigung verfügen. Für Onshore-Windanlagen <20 MW und für Offshore-Anlagen jeglicher Größe ist das Bestehen einer positiven Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erforderlich.
- Unter dieser Klausel hat bisher nur ein Projekt eine Ausschreibung gewonnen, das trotz bestehender UVP (bisher) keine Genehmigung erhalten hat (Togni 2014). Das hat zu Irritationen geführt, unter anderem angesichts der Regel, dass die (provisorische oder definitive) Kaution nicht erstattet wird, wenn ein Projekt nach der Ausschreibung doch keine Genehmigung erhält.
- Eine Netzanbindungszusage („preventivo di connessione“) vom zuständigen Netzbetreiber muss vorliegen, mit der Ausnahme von Repowering-Projekten, die keine Änderung bei der Netzverbindung oder beim Netzzugangsprotokoll erfordern.
- Eine provisorische Kaution in Form einer Bankbürgschaft in Höhe von 5% des vorgesehenen Investitionsvolumens muss hinterlegt werden. Die provisorische Kaution wird nicht erstattet, wenn der Teilnehmer auf die Umsetzung des Vorhabens verzichtet, oder wenn er es versäumt, die definitive Kaution zu hinterlegen.

- Die definitive Kaution, die ebenfalls in Form einer Bankbürgschaft hinterlegt werden muss, beträgt 10% des Investitionsvolumens und muss binnen 90 Tagen nach der Mitteilung, dass die Ausschreibung gewonnen wurde, gestellt werden. Die definitive Kaution wird nicht erstattet, wenn die Anlage nicht fristgerecht in Betrieb genommen wird, oder wenn der Teilnehmer auf die Umsetzung des Vorhabens verzichtet.
- Eine Selbstbescheinigung des Ausschreibungsteilnehmers, dass er über Eigenkapital in Höhe von mindestens 10% des Investitionsvolumens für das Vorgaben verfügt. Alternativ kann entweder eine Erklärung eines Finanzinstituts, die die Finanzkraft des Ausschreibungsteilnehmers bescheinigt, das Vorhaben umzusetzen, oder die Verpflichtung eines Finanzinstituts vorgelegt werden, das Vorhaben zu finanzieren.
- Die Verwaltungsgebühr für die Teilnahme an der Ausschreibung beträgt 2.300 Euro zuzüglich MwSt.
- Es bestehen weitere Bedingungen zur Identifikation der teilnehmenden Firmen, zur Vorbeugung von Betrugsfällen sowie bezüglich der technischen Beschreibung der zu errichtenden Anlagen, die hier nicht im Detail behandelt werden.
- Schließlich darf das Ministerium für Ökonomische Entwicklung (zuständig für Energie), auf Vorschlag der Netzbetreiber und nach Konsultation mit der Regulierungsbehörde (Autorità per l'energia elettrica e il gas) zusätzliche Bedingungen für Gebiete mit einer hohen Konzentration dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen, wo die Netzstabilität gefährdet ist, auferlegen.

Kontrahierte Güter

Die Ausschreibungsgewinner erhalten Zugang zu einer Vergütung in Form einer Einspeiseprämie. Wie oben (vgl. Kapitel „Technologische Differenzierung") dargestellt, können Onshore-Wind Anlagen über 5 MW diese Vergütung nur durch die Teilnahme an der Ausschreibung bekommen.

Der erzeugte Strom bleibt im Besitz der Anlagebetreiber (Direktvermarktung).

Der Vergütungsanteil (I für Incentivo) wird wie folgt ermittelt: I = Tb + Pr – Pz

Tb: ist der Basistarif, der in der Ausschreibung geboten wird.

Pr: ist ein zusätzlicher Aufschlag (‚Premium') für bestimmte Technologien, vor allem emissionsarme Biomasse. Für Offshore-Wind beträgt der Aufschlag 40 €/MWh. Für Onshore-Wind ist kein ‚Pr' vorgesehen.

Pz: ist der Stundenbörsenpreis (prezzo zonale orario) in der Preiszone, wo sich die Anlage befindet. Bei negativen Preisen wird ein ‚Pz' gleich null gesetzt.

Für einen „kompletten Wiederaufbau" (z.B. von alten Wasserkraftanlagen) wird die resultierende Vergütung I um 10% reduziert, beim Repowering um 20%. Darüber hinaus müssen die Anlagebetreiber dem GSE eine Abgabe von 0,05 €c/kWh vergüteten Strom zahlen, die die Kosten des Anreizsystems (Management, Kontrollen) decken soll.

In der Ausschreibung wird um eine prozentuelle Reduktion von Tb geboten, ausgehend von den gesetzlich festgelegten Basistarifen. Für Onshore-Windparks,

die 2013 in Betrieb genommen wurden, galten folgende Basistarife: 127 €/MWh (> 5MW), 135 €/MWh (>1 und <5 MW) und bis 291 €/MWh für kleine Windanlagen unter 20 kW. Für Anlagen, die später als 2013 in Betrieb genommen werden, wird der Basistarif jedes Jahr um 2% reduziert. Zugelassen sind Gebote mit einer Reduktion des Basistarifs zwischen mindestens 2% und maximal 30%. Dabei sind zwei Dezimalstellen zugelassen.

Zuschlagsverfahren

Die Höhe der gebotenen Reduktion der Basistarife bestimmt die Rangfolge der Gebote. Bei gleicher Höhe gelten für Onshore-Wind Ausschreibungen weitere Kriterien zur Projektauswahl in folgender Reihenfolge:

a) Anlagen, die bis zur Frist der Einreichung der Gebote schon in Betrieb waren.
b) Früheres Datum der Genehmigung oder, falls die Genehmigung noch nicht vorliegt, der UVP.

Handelbarkeit der Verfügungsrechte

Während des Zeitraums zwischen der Einreichung der Gebote bis zur Inbetriebnahme der Anlage sind weder die Verfügungsrechte zur Vergütung an sich, noch das gesamte Projekt handelbar, ohne den (potentiellen) Anspruch auf Vergütung zu verlieren. Dem freien Markt verfügbar ist aber das Eigentum der juristischen Person, oder Anteile davon, die das Projekt samt die Verfügungsrechte und die Bankbürgschaften besitzt. Nach Angaben eines Brancheninsiders hat diese Praxis bisher keine wichtige Rolle gespielt (Togni 2014).

Pönalen

Pönalen oder Strafzahlungen werden erhoben, wenn die Anlagen nicht zeitgerecht in Betrieb genommen werden. Für Onshore-Wind sieht das Gesetz eine Frist von 28 Monaten zwischen dem Tag der Bekanntgabe der Ergebnisse der Ausschreibung und dem Tag der Inbetriebnahme der Anlage vor. Für Offshore-Wind beträgt diese Frist 40 Monate.

Im Falle von amtlich anerkannten Naturkatastrophen (z.B. Erdbeben) kann diese Frist verlängert werden. Hingegen kann diese Frist aufgrund von Verspätungen, die sich aus dem Verhalten Dritter (inklusive z.B. öffentlichen Behörden oder Netzbetreibern) ergeben, nicht verlängert werden.

Bei Überschreitung dieser Frist von 28 Monaten für die Inbetriebnahme wird die Vergütung um 0,5% für jeden angefangenen Monat Verspätung verringert. Bei einer Verspätung von über 24 Monaten entfällt der Anspruch auf Vergütung, und der Ausschreibungsgewinner verliert die Kaution zugunsten des GSE.

Nachsteuerungsmöglichkeiten

Nach den Ausschreibungsvorschriften müssen die errichteten Anlagen den technischen Angaben entsprechen, die bei der Teilnahme der Ausschreibung angegeben wurden. Dies gilt insbesondere für die Kriterien, die für die Bestimmung der Rangfolge der Gebote relevant sind (für Biomasse und Geothermie sind weitere Kriterien vorgesehen, die hier nicht beschrieben wurden).

Vorausgesetzt, dass die zuständige Genehmigungsbehörde den Änderungen zugestimmt hat, liegt es im Ermessen des GSE, den Zugang zur Vergütung zu gewähren, auch wenn die errichteten Anlagen dem ursprünglichen Plan nicht genau entspre-

chen. Die Ausführungsbestimmungen des GSE benennen als akzeptable Änderung z.B. eine geringere installierte Kapazität - was auch zum partiellen Verlust der Kaution führt - vorausgesetzt, dass dies dem GSE fristgerecht mitgeteilt wurde.

Ergebnisse der Ausschreibungen[47]

Hier werden nur die Ergebnisse für Onshore-Wind ab 5 MW analysiert. Parallel liefen Ausschreibungen für andere Erneuerbare Technologien sowie teilweise ausschreibungsähnliche Verfahren für kleinere Onshore-Wind Anlagen.[48]
Die erste Ausschreibung (hier: A1) wurde im Oktober 2012 veröffentlicht, mit Frist für die Einreichung der Gebote am 6.12.2012. Die Ergebnisse wurden im Januar 2013 bekannt gegeben. Die zweite Ausschreibung (hier: A2) wurde im März 2013 veröffentlicht, mit Frist für die Einreichung der Gebote am 10.6.2013. Die Ergebnisse wurden im Juli 2013 bekannt gegeben.

Bei der ersten Ausschreibung (A1) fiel die gesamte gebotene Kapazität (442 MW) kleiner als die ausgeschriebene Menge (500 MW) aus. Kein Gebot wurde aus formellen Gründen ausgeschlossen, wodurch alle 18 Gebote angenommen wurden. Die durchschnittliche Größe der Projekte betrug 24,6 MW, mit einer Spannbreite zwischen 10 und 51 MW. Damit entstehen durch Ausschreibungen in Italien gegenwärtig im Schnitt größere Windparks als in der Bundesrepublik, die zum heutigen Zeitpunkt eine recht kleinteilige Struktur aufweisen.[49]

Da auch die teuersten Gebote akzeptiert wurden, war die Preisspanne sehr breit: zwischen 2,5% und 24,4% Reduktion im Vergleich zum Basistarif. Unter der Annahme, dass alle Projekte 2014 in Betrieb genommen werden[50], entsprechen diese Gebote einer Bruttovergütung zwischen 94,08 €/MWh und 121,35 €/MWh. Gemäß dieser Annahme entsprach das durchschnittliche Gebot einer Bruttovergütung von 112,88 €/MWh (9,3% Reduktion). Gewichtet nach der Größe (MW) der einzelnen Projekte betrug der Durchschnitt 114,59 €/MWh.

Die Nettovergütung wird wesentlicher kleiner, da der Stundenbörsenpreis der jeweiligen Preiszone abgezogen wird. Dieser Abzug durfte aber durch die Erlöse aus der Direktvermarktung zum großen Teil, aber nicht vollständig, kompensiert werden. Eine Analyse des Unterschieds zwischen Stundenbörsenpreis und künftig zu erwartenden Erlösen aus der Direktvermarktung würde die Grenzen dieser Kurzstudie überschreiten.

Alle Projekte sind in nur drei süditalienischen Regionen (181 MW in Apulien, 169 MW in Basilicata und 92 MW in Kalabrien) angesiedelt.

47 Wenn nicht anders angegeben basiert die Analyse auf einer eigenen Analyse der Ergebnisse der Auktionen, die auf der Webseite des Gestore Servizi Energetici (GSE) verfügbar sind http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Incentivi_DM_06_07_2012.

48 Vgl. hierzu eine aktuelle Ergebnisübersicht in GSE 2014, S. 7-16.

49 Die Struktur der in der Bundesrepublik gebauten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus EE ist durchweg als ‚heterogen' und eher kleinteilig zu bezeichnen. Bei Windenergie z. B. liegen keine exakten Angaben zur durchschnittlichen Windparkgröße oder zur Anzahl der Anlagen pro Windpark vor, eine stichprobenartige Auswertung der Daten der ÜNB durch das IZES lässt darauf schließen, dass die in den Jahren 2011 und 2012 gebauten Windparks in der BRD im Mittelwert und im Median weniger als 5 Anlagen besitzen und deren installierte Leistung im Schnitt klar im einstelligen Megawattbereich liegt. (vgl. IZES 2014, S.6)

50 Eine Annahme ist nötig, da die Höhe des Basistarifs um 2% pro Jahr reduziert wird, wie oben beschrieben. Nach dieser Annahme werden alle Projekte knapp zwei Jahre 23,5 Monate) nach Bekanntgabe der Ergebnisse der Auktion in Betrieb genommen. Für manche Projekte mag diese Annahme eventuell sportlich sein, da viele Projekte ihre Genehmigungen erst sehr kurz vor der Frist für die Einreichung erhalten hatten. Allerdings wirkt die Reduktion der Vergütung je nach Jahr der Inbetriebnahme als Anreiz, das Projekt vor Jahresende fertig zu stellen. Nach dem Ablauf der 28-monatigen Frist (für diese Ausschreibung: Mai 2015), wird eine Pönale von 0,5% pro angefangenen Monat hinzugerechnet.

7 der 18 Projekte wurden von fünf großen international agierenden Unternehmen gewonnen (nach der in dieser Ausschreibung gewonnenen Kapazität geordnet: EDP, ERG, Fri-El, Gamesa, Enel). Mit insgesamt 126 MW von insgesamt 442 MW waren die Projekte dieser großen Unternehmen im Vergleich mit der Bundesrepublik überdurchschnittlich groß. Die anderen vergebenen Projekte wurden von kleineren, zum Teil wenig bekannten Unternehmen gewonnen, zum Teil spezialisierte Windprojektentwickler, aber auch Firmen aus der Baubranche und kleinere Akteure (Barbetti 2013).

Bei der zweiten Ausschreibung (A2) war die gesamte gebotene Kapazität (1.086 MW) deutlich höher als die ausgeschriebene Menge (462 MW). 7 Gebote (104 MW) wurden aus formellen Gründen abgelehnt, weil einzelne Zulassungsbedingungen nicht erfüllt werden konnten.

Die durchschnittliche Größe der 18 gewinnenden Projekte betrug 27 MW, mit einer Spannbreite zwischen 10 und 60 MW.[51]

Da diesmal viele Gebote aufgrund des Preises nicht akzeptiert wurden, war die Preisspanne deutlich kleiner als in der ersten Ausschreibung: Zwischen 9,21% und 19% Reduktion im Vergleich zum Basistarif. Unter einer vergleichbaren Annahme wie für die erste Ausschreibung[52], dass alle Projekte 2015 in Betrieb genommen werden[53], entsprechen diese Gebote einer Bruttovergütung zwischen 98,8 €/MWh und 110,74 €/MWh. Nach dieser Annahme entspricht das durchschnittliche Gebot einer Bruttovergütung von 107,76 €/MWh (11,66% Reduktion). Gewichtet nach der Größe (MW) der einzelnen Projekte beträgt der Durchschnitt 108,39 €/MWh.

Geographisch sind die Projekte sind wie folgend verteilt: 243,7 MW in Basilicata, 138,6 MW in Kampanien, 62 MW in Apulien, 10,8 MW in Kalabrien und 10 MW in den Marche.

3 der 18 Projekte mit insgesamt 62 MW von 465 MW wurden von nachweislich großen Energieunternehmen gewonnen (Gamesa, EDP, Edison).

51 Alle Angaben in dieser Sektion beziehen sich auf die Lage, die sich nach dem Urteil des Verwaltungsgerichts im Februar 2014 ergeben hat, das die ursprüngliche Höhe der ausgeschriebenen Menge wieder erstellt hat (siehe oben).

52 Diese Annahme könnte etwas konservativer sein, die hier bezüglich der Gewinner der ersten Ausschreibung gemachten Annahme: Angesichts der Tatsache, dass die meisten Projekte, die die Auktion gewonnen haben, ihre Genehmigung erst kurz vor der Frist für die Anreichung der Gebote erhalten hatte, scheint es unwahrscheinlich, dass viele Projekte 2014, d.h. in weniger als 17 Monate in Betrieb gehen. Und manche davon könnten von anderen Projekten ausgeglichen werden, die erst 2015 in Betrieb gehen können. Für die durchschnittlichen Werte macht es jedoch keinen großen Unterschied, ob das eine oder andere Projekt 2% mehr oder weniger Vergütung erhält.

53 Eine Annahme ist nötig, da die Höhe des Basistarifs um 2% pro Jahr reduziert wird, wie oben beschrieben. Weil manche Projekte schon vor Anfang 2015 in Betrieb genommen werden könnten, andere könnten erst nach dem Ablauf der 28 Monaten Frist (für diese Ausschreibung: Mai 2015) in Betrieb genommen werden, was zu einer Pönale führen würde. Insgesamt scheint daher diese Annahme ausgeglichen.

4.3.2 (Erweiterte) Beurteilung der Ausschreibungsverfahren in Italien gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

Eine umfassende Analyse[54] der italienischen Erfahrungen wird u. a. dadurch erschwert, dass die empirische Erfahrung auf zwei Ausschreibungsrunden beschränkt ist, und dass weitere Faktoren die Investitionen im Sektor Onshore-Wind in Italien beeinflussen. Hinzu kommt, dass davon auszugehen ist, dass beim überwiegenden Anteil der Projekte bereits vor Einführung des Ausschreibungsverfahren die Planungen begonnen haben – die Kosten hierfür wären entsprechend abzuschreiben, wenn man nicht an der Ausschreibung teilnähme und sind daher nicht in den Geboten enthalten. Einige weitere Faktoren sind:

- die politisch gewollte starke Drosselung des Ausbautempos von Onshore Wind,
- die Effekte des massiven PV-Wachstums sowie der andauernden schweren Wirtschaftskrise auf die Strombörsenpreise und
- das vorsichtige Investitionsverhalten und die zurückhaltende Kreditvergabe aufgrund der Finanz- und Wirtschaftskrise.

Kosteneffizienz

Ohne Zweifel zahlt der italienische Stromverbraucher für eine kWh Windkraft, die durch die zwei bisherigen Ausschreibungen gefördert wird, weniger als für Windstrom aus früheren Anlagen, die unter dem früheren System der handelbaren „grünen Zertifikate“ errichtet wurden. Verglichen mit den ‚in Deutschland im System der festen Einspeisevergütung installierten Anlagen sind die Kosten jedoch – teils sogar erheblich – höher (Vgl. Ministero dello sviluppo economico 2012, Folie 10).

Die tatsächliche Ersparnis für die Stromverbraucher lässt sich im Rahmen dieser Studie wegen der komplexen Funktionsweise beider Systeme nicht quantifizieren, da die Vergleichbarkeit der Preise in den zwei Systemen beschränkt ist.

Nach Angaben des ANEV-Präsidenten (Togni 2014) können „typische“ Gesamteinnahmen für die durch „grüne Zertifikate“ geförderten Anlagen von etwa 140 €/MWh geschätzt werden: 90 €/MWh aus dem (Grün-)Zertifikatehandel, und 50 €/MWh Erlöse aus der Strombörse. Selbstverständlich variieren die Preise in beiden Märkten ständig, so dass diese Werte nicht fest sind.

Verglichen mit den gewichteten Durchschnitten der Bruttovergütung in den ersten zwei Ausschreibungen (jeweils 114,6 €/MWh und 108,4 €/MWh, siehe oben für Details und dahinter liegende Annahmen) ergibt sich eine nominelle Reduktion der Gesamteinnahmen für die Projektbetreiber um etwa 25-30%. Die realen Einnahmen durch die Ausschreibungen können sogar noch niedriger ausfallen, weil die Erlöse aus der Direktvermarktung vermutlich niedriger als die der Stundenbörsenpreis sind, und nicht gleich, wie hier vereinfachend angenommen wird. Die Vergleichbarkeit wird aber wieder dadurch erschwert, dass die Förderung bei den „grünen Zertifikaten“ auf 15 Jahre beschränkt war, bei Ausschreibungen hingegen auf 20 Jahre angehoben wurde.

54 Im Rahmen dieser Studie wurden auch Äußerungen der betroffenen Verbände untersucht und Interviews mit Experten der italienischen Windindustrie zu ihrer Eischätzung des Auktionssystems durchgeführt. Diese Einschätzungen sind sehr breit gefächert und reichen von Erstaunen über die Preisentwicklung oder einer gewissen (akteursabhängigen) Erleichterung im Vergleich zu den vorher geäußerten Befürchtungen bis hin zum Bedauern bezüglich der mengenmäßigen Begrenzung der Windenergie und dem Wunsch, auch nach 2015 eine klare Perspektive zu erhalten. Da es im Rahmen dieser Kurzstudie nicht möglich ist, festzustellen, inwieweit diese Positionen repräsentativ für die italienischen Experten und Brancheninsider ist, soll hier auf deren Wiedergabe verzichtet werden.

In Italien kam die Einführung des Ausschreibungssystems mit einer politisch gewollten starken Drosselung des Ausbautempos zusammen. Daher ist es von Interesse, der Fragestellung nachzugehen, um wie viel höher die durchschnittlichen Gebote in Italien gewesen wären, wenn Italien deutlich mehr Kapazitäten ausgeschrieben hätte. Die Ergebnisse der zweiten Ausschreibung liefern Elemente für eine Antwort. Anders als in der ersten Ausschreibung, die partiell leer ausging, wurden formell gültige Gebote für insgesamt 982 MW eingereicht.

TABELLE 11: Preisdifferenzen zwischen kontrahierten und nicht-kontrahierten Bietern

Wenn man alle diese Gebote berücksichtigt (als ob statt 460 MW z.B. 1.000 MW ausgeschrieben worden wären), erhält man folgende Wert

Name des Parks	Ausgeschriebene Menge	Gebotene Menge	Bruttovergütung - (arithmetischer Mittelwert)	Bruttovergütung - (nach Projektgröße gewichtet)
Erste Ausschreibung	500 MW	442 MW	112,88 €/MWh	114,59 €/MWh
Zweite Ausschreibung: Nur Gewinner	465 MW	465 MW	107,76 €/MWh	108,39 €/MWh
Zweite Ausschreibung Gewinner & Verlierer	465 MW	982 MW	111,63 €/MWh	111,35 €/MWh

Darstellung: Raffaele Piria

Aufgrund des strategischen Angebotsverhaltens kann nicht davon ausgegangen werden, dass eine Auktion um 1.000 MW zu den gleichen Ergebnissen geführt hätte. Nichtdestotrotz sind diese Zahlen bemerkenswert: Obwohl in der zweiten Ausschreibung mehr als doppelt so viel geboten wurde als in der ersten, ist die durchschnittliche Vergütung gesunken.[55] Diese Analyse kann ein Indiz dafür sein, dass der Übergang zum Ausschreibungssystem auch dann einen preissenkenden Effekt gehabt hätte, wenn die ausgeschriebene Menge in der gleichen Größenordnung geblieben wäre wie der Markt in den vorherigen Jahren. Es kann aber auch bedeuten, dass die Bieter – die an den Ausschreibungen teilnehmen müssen, um am Markt bestehen zu können – den Angebotsüberhang antizipiert haben und knapp (oder ggf. auch mit einem ‚Underbidding-Gebot) reagiert haben.

Nach Angaben des ANEV-Präsidenten werden durch die Ausschreibungen Projekte im Bereich von 2220-2300 Volllaststunden gebaut, während vorher auch Projekte im Bereich 1800-1900 Volllaststunden möglich waren (Togni 2014), was eine Einschränkung des genutzten Windkraftpotentials bedeutet, zumal Standorte mit einer hohen Volllaststundenanzahl nur in den südlichen Regionen des Landes vorzufinden sind. Damit bedeutet das italienische Auktionssystem, das keine geographische Differenzierung vornimmt, aber auch eine (bewusste) Einschränkung auf bestimmte Regionen. Es ist davon auszugehen, dass ein vergleichbares System in der Bundesrepublik zu ähnlichen regionalen Konzentrationseffekten führen würde.

55 Diese Zahlen sind nicht vollständig vergleichbar wegen der nötigen Annahme über das Datum der Inbetriebnahme, aber die hier getroffene Annahme bezüglich der zweiten Ausschreibung ist besonders konservativ, so dass man eher erwarten könnte, dass die reale Bruttovergütung der zweiten Ausschreibung noch leicht weiter sinken könnte.

Zielerreichung / Investitionssicherheit
Die Einführung eines Auktionssystems für Erneuerbare Energien in Italien ging – wie oben dargestellt - mit einer starken Drosselung des Ausbautempos von Onshore Wind einher. Das schafft eine ganz andere Konstellation im Markt als ein Ausschreibungssystem, das, wie in Deutschland nach dem Ausbaukorridor vorgesehen, das Ausbautempo eher beschleunigen sollte.

Nach Einschätzung des ANEV-Präsidenten besäße das neue System mit seinen Anforderungen hinsichtlich der Kaution und Bürgschaft den Vorteil, das Problem der spekulativen Projektentwicklung eher in Griff zu bekommen (Togni 2014). In der Vergangenheit herrschte häufig das Problem vor, dass die Kapazität der Netzbetreiber, neuen Projekten Netzzugang zu verschaffen, von zahlreichen Projekten (Wind und Solar) blockiert waren, die dann nicht umgesetzt wurden, weil ihre Eigentümer sich vor allem darum bemühten, andere Marktteilnehmer fern zu halten, oder die Projekte selbst zu einem günstigen Zeitpunkt zu verkaufen.

Die Ergebnisse der ersten Ausschreibung wurden vor 15 Monaten bekannt gegeben und die Standardfrist für die Umsetzung der Projekte ohne Pönalen beträgt 28 Monaten. Die Pönalen bestrafen Verspätungen um einige Monate in eher geringem Ausmaß. Daher kann zum jetzigen Zeitpunkt die Umsetzungsquote empirisch nicht ausreichend festgestellt werden.

Nach 15 Monaten und mit einer relativ überschaubaren Menge ausgewählter Projekte dürften Brancheninsider die Lage realistisch einschätzen können. Nach Einschätzung des ANEV-Präsidenten Simone Togni laufen unter den Gewinnern der ersten Ausschreibung etwa 20% der Projekte Gefahr, nicht umgesetzt zu werden. Bei der zweiten Ausschreibung könne der Anteil etwas höher ausfallen, was vor allem auf die Unsicherheiten, die durch die Klage gegen den GSE (siehe oben) entstand, zurückzuführen ist. Aus Furcht, dass die gesamte Auktion für nichtig erklärt werden könnte, haben die Banken die Finanzierung aller Projekte eingefroren, was zu einer allgemeinen Verspätung von etwa einem halben Jahr geführt habe. Bisher scheinen der GSE und die Politik nicht geneigt, auf die Forderung der Branche einzugehen, die Fristen entsprechend um sechs Monate zu verlängern (Togni 2014).

Wenn sich diese Einschätzung bewahrheitet und die Marktteilnehmer die Gewissheit haben, dass die beschriebene gerichtliche Kontroverse als ‚einmaliges Versehen' abgehakt werden kann, kann – gemäß der Einschätzung der Marktteilnehmer - von einer Umsetzungsquote von rund 80% ausgegangen werden. Dazu können die folgenden Faktoren beitragen:

- Eine vielfältige und starke Branche mit breiter Erfahrung in Projektentwicklung und Windparkbetrieb bestand schon vor der Einführung der Ausschreibungen, was eine realistischere Einschätzung der Risiken begünstigt, sowie eventuell zu einem höheren Interesse der Auktionsteilnehmer, am Markt weiter zu bestehen, geführt hat.
- Die starke Drosselung des Ausbautempos im Vergleich zu den Jahren vor der Einführung der Auktionen bedeutet, dass Überkapazitäten bei Projektentwicklung und –umsetzung bestehen. Es bleibt jedoch abzuwarten, inwieweit sich diese Überkapazitäten in einem ‚underbidding' in den beiden Auktionen manifestiert haben und welche Tendenz die Preisentwicklung längerfristig nehmen wird.

- Die finanziellen Hürden für die Teilnahme an den Ausschreibungen (10% Eigenkapital oder Bürgschaft, Garantie einer Bank für die Gesamtfinanzierung) haben die durchschnittliche Solidität der gewinnenden Projekte erhöht. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber, wie von Branchenteilnehmern erläutert, dass die Auswahl der Projekte zumindest in der ersten Ausschreibung vorher und nicht in der Auktion stattfand, weswegen insbesondere kleine Akteure und Projekte nur schwer teilnehmen konnten (Barbetti 2013).

Andererseits ist auch denkbar, dass potentielle Investoren den Rechtsstreit und seine Folgen nicht als einmalige Sondersituation bewerten, sondern daraus Hinweise für die Zukunft ableiten. Dies wirft die Frage auf, inwieweit eine ‚treffsicherere' Pönalisierung von Projektverspätungen eingeführt werden müsste. Diese müsste klar bewerten können, welche Verspätungen tatsächlich im Verantwortungsbereich der Projektentwickler entstanden sind und welche nicht. Im hier beschriebenen Fall kann der Eindruck bei den Marktteilnehmern bestehen bleiben, dass auch auf Seiten des Gesetzgebers eine Teilverantwortung für die Probleme lag, die dann zum restriktiven Verhalten der Geldgeber und in der Folge zu Projektverzögerungen führten. Erwarten Investoren für zukünftige Projekte, dass sie teils auch für nicht selbst verschuldete Schwierigkeiten pönalisiert werden könnten, erhöht dies die Risikoeinschätzung der Projekte insgesamt und verteuert diese damit.

Akteursvielfalt

Von Experten der italienischen Energiewirtschaft wird konstatiert, dass die eigentliche Auswahl der Projekte nicht wie wünschenswert in den Auktionen, sondern bereits davor stattgefunden hat: „Es ist wahrscheinlich, dass mindestens ein Teil derjenigen, die nicht teilgenommen haben, über interessante Projekte verfügte, die wegen der restriktiven Anforderung an finanzieller Solidität nie umgesetzt werden könnten." (Barbetti 2013).

Aus den Ergebnissen der beiden ersten Ausschreibungen kann sicherlich keine Bewertung einer langfristigen Entwicklung abgeleitet werden. Zum heutigen Zeitpunkt kann in Italien keine hohe Marktdominanz weniger Unternehmen festgestellt werden. In der ersten Ausschreibung haben 18 Projekte von 16 Unternehmen gewonnen. Der größte Anteil einer einzelnen Firma betrug 16% der ausgeschriebenen Menge. Bei der zweiten Ausschreibung gehörte jedes der 18 gewinnenden Projekte einem unterschiedlichen Unternehmen. Die Kapazität des größten Projekts war 13% der gesamten vergebenen Kapazität.

Allerdings könnten die Regeln über Handelbarkeit dazu einladen, neue Firmen zu gründen, die nur ein einziges Projekt enthalten, da nach der Einreichung des Gebots ein Projekt nur samt der gesamten juristischen Person, der es gehört, veräußert werden kann. Allerdings spricht die Anforderung eines Eigenkapitals in Höhe von 10% des Investitionsvolumens des Vorhabens gegen eine solche Strategie. Darüber hinaus gab es unter den Geboten, die die Auktion nicht gewonnen haben, durchaus einige, die aus den gleichen Unternehmen kamen.

Zwar kann nicht gänzlich ausgeschlossen werden, dass sich hinter manchen unbekannten Namen größere Marktteilnehmer verstecken, wofür jedoch kein ersichtlicher Anlass besteht. Realistischer ist hingegen die Hypothese, dass die großen Stromversorger wie auch in der Vergangenheit schon fertig gestellte Projekte kaufen könnten, um sie dann als Teil ihres Portfolios zu betreiben.

4.4 Niederlande

4.4.1 Das SDE+ Programm in den Niederlanden

Die neue niederländische Koalitionsregierung verpflichtete sich Ende des Jahres 2012, bis zum Jahr 2020 16 % des gesamten Endenergieverbrauchs des Landes aus Erneuerbaren Energien zu decken, was eine leichte Erhöhung des 14 %-Ziels des Landes nach der EU-Richtlinie über Erneuerbare Energien (RL 2009/28/EG) darstellt.

Die Erreichung dieses Ausbauziels wird laut Aussagen der niederländischen ING Bank einen Zubau von 12 GW zu den bereits bestehenden 2,4 GW Windenergie erfordern und soll nach dem Willen der Regierung auf Grundlage höchster Kosteneffizienz erreicht werden (IWR 2013). Dies weist darauf hin, dass für die niederländische Regierung der Fokus zuallererst auf der kostengünstigen Erfüllung der EE-Ziele und nicht auf Technologieentwicklung, Schaffung von Arbeitsplätzen im erneuerbaren Sektor oder einer langfristig weitgehenden Diversifizierung der Energieversorgung „auf Viertelstundenbasis“ im Vordergrund steht.

Das SDE+ (für „Stimulering Duurzame Energieproductie“) Renewable Energy Production Subsidy Scheme) ist der Nachfolger des ersten SDE-Programmes und ist in der neuen Version seit dem 1. Juli 2011 in Kraft.

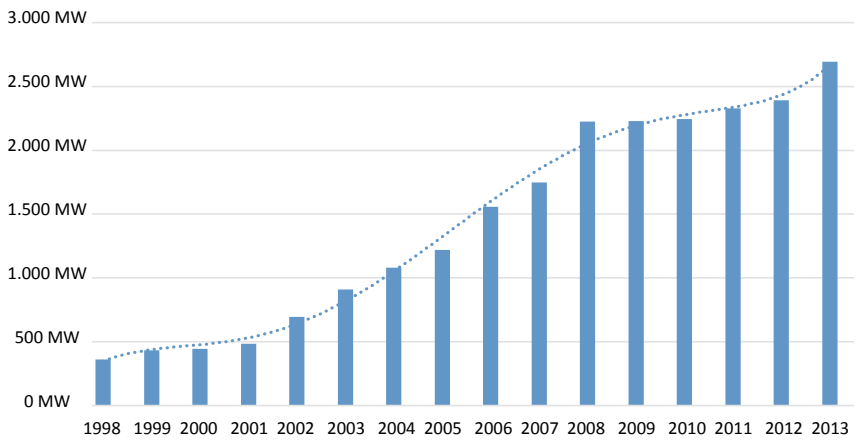
Das SDE+ besitzt die folgenden, wesentlichen Charakteristika:

- Es wird ein fixes Jahresbudget für alle erneuerbare Energieformen der Bereiche Stromproduktion, Wärmebereitstellung bzw. Kraft-Wärme-Kopplung und Biomethan festgelegt. Die jährliche Summe stellt stets die umfassende Budgetobergrenze für alle erneuerbaren Energieerzeuger dar.
- Die Ausschreibungen verlaufen sequentiell in mehreren Runden, sog. „Phasen“, in denen jeweils alle Bieter, die eine gewisse Preisuntergrenze unterschreiten, konkurrieren.
- Es kommt ein striktes “first-come-first-serve-Prinzip‘ zur Anwendung.
- Damit sind die Ausschreibungen einerseits strikt technologieneutral und unterscheiden auch nicht nach Regionen oder Standorten, da alle Technologien und Standorte in den einzelnen Phasen gegeneinander antreten.
- Der ausgezahlte Betrag in €c/kWh setzt sich aus einem ‚Basisbetrag‘ und einem vorläufigen ‚Korrekturbetrag‘ zusammen, was im Prinzip einer ex-post bestimmten, gleitenden Marktprämie entspricht
- Die maximale Summe aus dem Basisbetrag und dem Korrekturbetrag (für das erste Jahr der Laufzeit) beträgt EUR 0.15/kWh für Strom aus Erneuerbaren Energien und 1.04/Nm3 EUR für Biomethan.
- Es besteht eine Staffelung der Auszahlungsdauer nach Technologien.
- Infolge der jeweils gemachten Erfahrungen wurden die Regeln des Ausschreibungssystems nach der Einführung teilweise überarbeitet.

Das SDE+ finanziert sich auf Grundlage eines Preisaufschlags, der ab 2013 über die Energierechnungen von Einzelpersonen und Unternehmen eingefordert wird. (vgl. Kerstholt, H. & Israëls M. 2011)

Die nachstehende Abbildung zeigt die installierte Leistung der gesamten Windenergie in den Niederlanden von 1998 bis 2013 auf und lässt für die Vergangenheit stabile, jedoch relativ niedrige Wachstumsraten erkennen.

ABBILDUNG 17:
Installierte Leistung der Windenergie in den Niederlanden



Darstellung und Berechnung IZES, Daten: aus (EWEA Annual Statistics 2013)

Damit zeigt sich, dass die Zielsetzung, dass die Niederlande das selbst gesteckte Ziel eines Zubaus von weiteren 12 GW an installierter Windleistung bis 2020 nur erreichen kann, wenn in den verbleibenden Jahren die Zubauraten massiv ansteigen. Somit unternimmt die niederländische Regierung aktuell mehrere Maßnahmen, um das EU-Erneuerbaren Ziel insbesondere mit Windkraftanlagen zu erreichen.

Die Regierung sagte zuletzt 2,4 Milliarden Euro weitere Mittel bis 2020 für eine verbesserte Version des Anreizsystems SDE+ für Erneuerbaren Energien zu. Dadurch sollten zusätzliche Mittel für Windenergie zur Verfügung gestellt werden, die zugunsten anderer erneuerbarer Energieformen (insbesondere des Co-firings von Biomasse) aufgrund der Budgetdeckelung innerhalb der letzten Jahre stärker in den Hintergrund trat.

Eine erste Neuerung der SDE+ Regelung für das Jahr 2013 (deren Auswirkungen gegenwärtig noch nicht bewertet werden können) stellt die Differenzierung für verschiedene Windkraftstandorte (mit einer eigenen Kategorie für Wind an Land, Wind in Binnenmeeren und Wind offshore) dar, die zusätzlich mit einer Anpassung der Tarife an die unterschiedlichen Vollbenutzungsstunden für Onshore-Windenergieanlagen gekoppelt ist. Je weniger Volllaststunden eine Turbine aufweist, desto höher kann die Summe aus Basis- und Korrekturbetrag sein, wobei allerdings wiederum die besten Standorte in den ersten Ausschreibungsphasen antreten können. In jeder weiteren Phase können dann Standorte mit jeweils weniger Vollbenutzungsstunden gegeneinander konkurrieren.

In Bezug auf Offshore-Windenergieanlagen sollen laut der niederländischen Regierung die Genehmigungsverfahren gestrafft und die Arbeit mit der Industrie intensiviert werden, um eine Kostensenkung zu erzielen. Des Weiteren soll der „Green Deal“, eine Initiative die mit der Windindustrie im Jahr 2011 ins Leben gerufen wurde, und sich zum Ziel setzt, die Offshore-Windkosten bis zum Jahr 2020 um 40 % zu senken, weiter unterstützt werden. (Windpower Monthly 2013).

Beginn des diesjährigen SDE+ mit einem Verpflichtungsbudget von 3,5 Milliarden Euro soll der 1. April 2014 sein, wobei der niederländische Wirtschaftsminister die

Regulierung im Januar 2014 zur Verfügung gestellt hat. Inwieweit diese Zeitspanne (selbst bei jährlich zu fast identischen Zeitpunkten wiederkehrenden Ausschreibungsrunden) den Unternehmen ermöglicht, ihre Anträge ordnungsgemäß vorzubereiten, kann hier jedoch nicht beurteilt werden.

Während die Methodik des SDE+ grundsätzlich unverändert bleiben soll, werden Änderungen umgesetzt, die entweder von National Energy Agreement (Nationaal Energieakkoord) oder auf Vorschlägen des erneuerbaren Energiesektors basieren werden, um die Effektivität des SDE+ zu erhöhen. Folgende Punkte werden hierbei genannt:

- Ab 2014 wird eine Machbarkeitsstudie des Projekts benötigt, welche eine Berechnung der Betriebsweise und eine detaillierte Erläuterung bzgl. des Verhältnisses von Eigenkapital zu Fremdkapital beinhalten soll. Für Geothermieprojekte wird nun eine geologische Voruntersuchung, die den Antragsunterlagen beizufügen ist, verlangt.
- Für Projekte, deren Finanzierung mit weniger als 20% Eigenkapital erfolgt, ist es erforderlich, eine Absichtserklärung des Kreditgebers zu präsentieren, die besagt, dass sich der Kreditgeber bereit erklärt, das Projekt im Falle einer positiven Entscheidung von SDE+ sicher zu finanzieren. Überdies soll von nun an eine formale Zustimmung der Inhaber des Projektstandortes in der Antragstellung enthalten sein.
- Ein Jahr nach Erhalt der SDE + Entscheidung (dem „Benchmark-Date"), müssen die Unternehmen nachweisen, dass sie ausreichende Fortschritte bei der Projektrealisierung gemacht haben. Bei unzureichenden Fortschritten kann die Finanzierungszusage zurückgenommen werden.
- Die freigesetzten Verpflichtungsbudgets der Jahre 2011 und 2012 von 92 Mio. EUR (die durch den Rückzug von Entscheidungen zur Verfügung standen) sollen bei der Eröffnung des SDE+ 2014 wieder verwendet werden können.
- In Hinblick auf das Jahr 2015 wird vom Wirtschaftsministerium geplant, getrennte Auktionen im Bereich Offshore-Wind zu organisieren. In Bezug auf Onshore-Wind wird darüber hinaus eine noch weitere Standort- bzw. Technologiedifferenzierung ins Auge gefasst.

Diese Verbesserungsbemühungen der niederländischen Regierung lassen sich vermutlich durch die gegenwärtigen Schwierigkeiten der Umsetzung der bislang kontrahierten Projekte erklären. Nachstehende Tabelle stellt die Umsetzungsrate der SDE+ Auktionen 2011, 2012 und 2013 im Jahr 2014 dar. Die geringe Umsetzungsrate ist vor allem vor dem Hintergrund, dass Projektgenehmigungen eine Vorbedingung für die Teilnahme an der Auktion darstellen, d.h. die Projekte dann schon weit vorbereitet sein müssten, beachtlich.

Die vorliegenden niedrigen Umsetzungsraten lassen darauf schließen, dass das Auktionsmodell SDE+ zahlreiche Schwachstellen hatte oder hat. Hierfür sind folgende Punkte zu nennen:

- Anfänglich waren kaum Sicherheiten zu hinterlegen oder Bieter wurden unzureichend „geprüft", was zur Folge hatte, dass tendenziell auch wenig fundierte Anträge eingereicht wurden. Aus diesem Grund kam es im Laufe der Zeit zu oben beschriebenen zusätzlichen Anforderungen, die von Jahr zu Jahr anspruchsvoller wurden.

- Besonders erstaunlich stellen sich jedoch die sehr niedrigen Umsetzungsraten von Photovoltaik in den Niederlanden heraus. Selbst im Zeitraum 2013 wurden 98 % der geplanten Anlagen nicht errichtet, obwohl diese (ggf. auch nach bereits erfolgter Genehmigung) nur geringe Zeiträume, im Bestfall nur wenige Wochen in Anspruch nehmen. Es kann damit als fraglich gelten, ob selbst die vielen bezuschlagten Photovoltaikprojekte umgesetzt werden.
- Darüber hinaus stellt sich die Frage, inwieweit möglicherweise die Konstruktion des Basisbetrag + Korrektivbetrag (d.h. einer gleitenden ex-post ermittelten Marktprämie) zusätzliche Unsicherheit für die bezuschlagten Bieter darstellen, die letztlich doch von der Projektumsetzung absehen.

TABELLE 12: Umsetzungsraten der im SDE+ kontrahierten Projekte zu Beginn des Jahres 2014

		EE-Gase		EE-Wärme					
	Energieträger/-art	**Biogas**		**Wärme aus Biomasse**		**Geothermie**		**Solarthermie**	
	Projekte	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ
SDE+-Auktion 2011	umgesetzt	4	15 %	7	47 %				
	nicht umgesetzt	22	85 %	8	53 %				
	Summe	**26**		**15**					
SDE+-Auktion 2012	umgesetzt	0	0 %	48	61 %	7	25 %	0	0 %
	nicht umgesetzt	4	100 %	31	39 %	21	75 %	2	100 %
	Summe	**4**		**79**		**28**		**2**	
SDE+-Auktion 2013	umgesetzt	0	0 %	6	7 %	0	0 %	0	0 %
	nicht umgesetzt	20	100 %	83	93 %	16	100 %	4	100 %
	Summe	**20**		**89**		**16**		**4**	

		EE-Strom							
	Energieträger/-art	**Biomasse**		**Wind onshore**		**PV > 15 kWp**		**Wasserkraft**	
	Projekte	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ
SDE+-Auktion 2011	umgesetzt			8	73 %	307	73 %		
	nicht umgesetzt			3	27 %	115	27 %		
	Summe			**11**		**422**			
SDE+-Auktion 2012	umgesetzt	1	100 %	1	100 %	18	20 %		
	nicht umgesetzt	0	0 %	0	0 %	70	80 %		
	Summe	**1**		**1**		**88**			
SDE+-Auktion 2013	umgesetzt	0	0 %	1	2 %	8	2 %	0	0 %
	nicht umgesetzt	2	100 %	61	98 %	386	98 %	3	100 %
	Summe	**2**		**62**		**394**		**3**	

Darstellung und Berechnung IZES, Daten: Mailaustausch mit www.rvo.nl

Somit kann festgestellt werden, dass die Niederlande einerseits als ein interessantes Beispiel dafür gelten können, wie insbesondere Präqualifikationsanforderungen und Pönalen die Zahl und Qualität der eingereichten Gebote beeinflussen können. Zu Beginn des SDE+ haben sich viele Bieter an den Ausschreibungen beteiligt, die letztendlich trotz einer Zusage ihr Projekt gar nicht oder nur binnen eines langen Umsetzungszeitraumes realisierten. Es bleibt abzuwarten, ob die im Lauf der Zeit strikteren Anforderungen dann auch dazu führen, dass die Umsetzungsrate signifikant steigt. Zum heutigen Zeitpunkt kann aber auch die Rolle der ausgeschriebenen Vergütung (gleitende ex-post-Marktprämie) bei der niedrigen Umsetzungsrate nicht klar bewertet werden. Andererseits zeigt sich, dass eine strikte Bewertung nach Preisen, gekoppelt mit einer unzureichenden Differenzierung zwischen Standorten und Technologien nicht unbedingt zielführend in Bezug auf die Zahl der damit zu realisierenden Anlagenneubauten sind.

4.4.2 Beurteilung der Ausschreibungsverfahren in den Niederlanden gemäß des eingangs formulierten Zielkanons

Akteursvielfalt/ Investitionssicherheit
In Bezug auf die Windenergie ist wegen der geringen Umsetzungsraten von Windenergieprojekten die Beurteilung der Punkte Akteursstruktur und Investitionssicherheit sehr schwierig.

Zielerreichung
Zum heutigen Zeitpunkt steht zu befürchten, dass die Niederlande ihre EE-Ziele, die insbesondere mittels des Windenergieausbaus umgesetzt werden sollen, nicht erreichen werden, wenn nicht substantielle Änderungen am SDE+-Programm vorgenommen werden.

Kosteneffizienz
Die Niederlande setzen sehr stark auf einen statisch kosteneffizienten EE-Ausbau. Das System der sequentiellen Ausschreibungen mit ansteigenden Preisen könnte, wenn es denn funktionierte, einen solchen statisch kosteneffizienten EE-Ausbau ermöglichen. Bislang gibt es die niedrigen Vergütungshöhen in den Niederlanden jedoch nur auf dem Papier und es konnte noch nicht gezeigt werden, dass zu diesen Preisen Anlagen auch tatsächlich errichtet und profitabel betrieben werden können.

Zum heutigen Zeitpunkt stellt das von den Niederlanden gewählte Ausschreibungsverfahren daher sicherlich kein geeignetes Modell für die bundesdeutsche Energiewende mit ihrer Zieltrias aus Kosteneffizienz, EE-Zielen und Akteursvielfalt dar.

5. Zusammenfassung

Die im EEG 2014 geplante Einführung von Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der Vergütungshöhen von Stromerzeugungsanlagen auf der Basis Erneuerbarer Energien anstelle der bisherigen administrativen Festlegung bedeutet einen sehr weit reichenden Instrumentenwechsel. Der Gesetzentwurf sieht vor, dass Ausschreibungen bereits ab dem Jahr 2017 generell zur Ermittlung der jeweiligen Vergütungshöhe eingeführt werden sollen.

In ihm wird weiterhin von der Bundesregierung bekräftigt, dass Kosteneffizienz nicht das alleinige Ziel beim Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung sein soll. Die Erreichung der EE- und Klimaschutzziele soll genauso gewährleistet werden wie der Erhalt der Akteursvielfalt.

Die hier vorliegende Studie hat zum Ziel, die bereits in anderen Staaten gemachten Erfahrungen mit Ausschreibungen für Windenergieanlagen näher zu untersuchen und für die wissenschaftliche und politische Meinungsbildung zu diesem Thema aufzubereiten.

Die Befürworter von Ausschreibungen führen insbesondere drei Gründe für deren Vorteilhaftigkeit gegenüber anderen Instrumenten zur Finanzierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien ins Feld: zum ersten die vermeintlich höhere (statische) ökonomische Effizienz („Kosteneffizienz“) im Vergleich zur administrativen Festlegung von Vergütungen, zum zweiten eine zielgenauere Steuerbarkeit des EE-Ausbaus und zum dritten die Überzeugung, die Finanzierung erneuerbarer Energien würde durch Ausschreibungen neutraler über ‚den Markt‘ bestimmt werden und weniger vom Verdacht des Hinterzimmer-Lobbyismus und möglicher ‚Deals‘ zu Lasten Dritter belastet sein.

In Bezug auf das Ziel der **Kosteneffizienz** kommt diese Kurzstudie zu keinem belastbaren Ergebnis. In diesem Zusammenhang muss darauf hingewiesen werden, dass der Vergleich der absoluten Vergütungshöhen einzelner Länder mit denen in Deutschland aus mehreren Gründen nur sehr bedingt aussagekräftig ist:

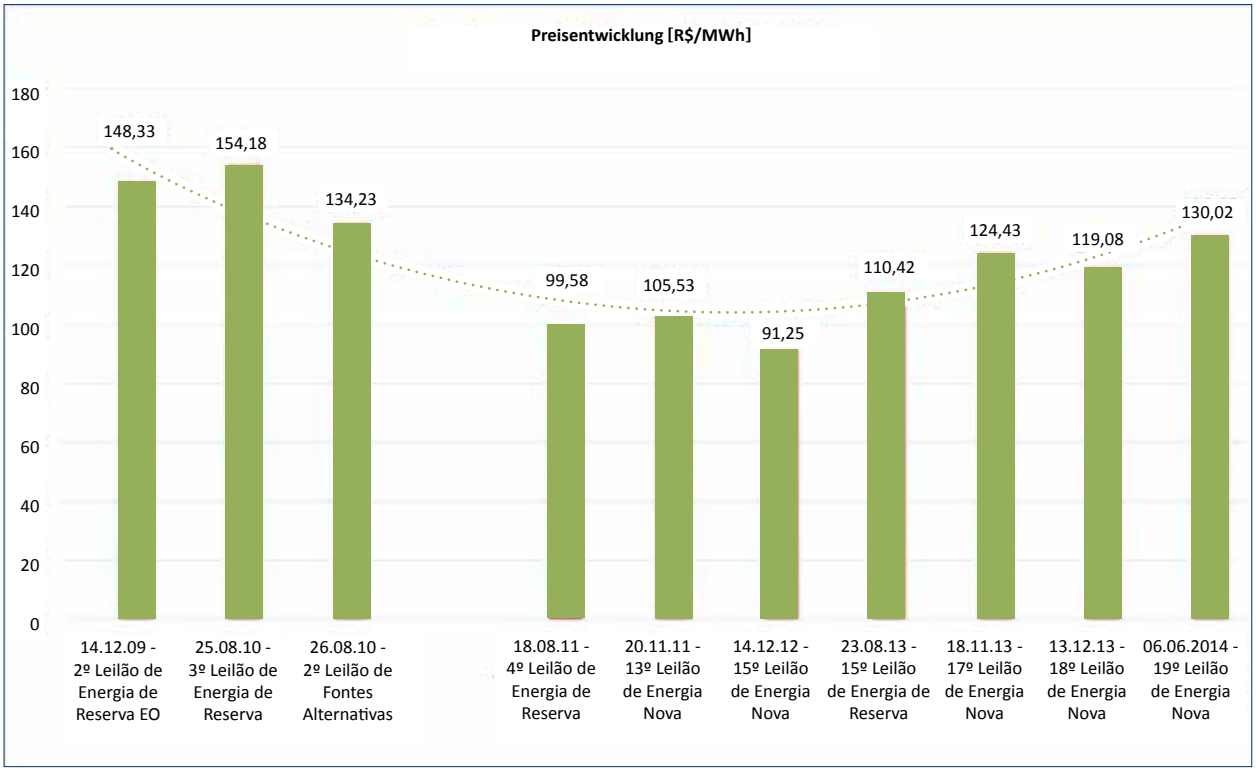
- Abweichungen in den Rahmenbedingungen (z.B. Windgeschwindigkeiten, Zinsniveau, Genehmigungspflichten etc.) führen naturgemäß zu deutlich abweichenden Vergütungsanforderungen; sämtliche Vergütungen müssten daher „harmonisiert“ werden, um sie vergleichbar zu machen.
- Die Ergebnisse der Ausschreibungen beziehen sich stets auf einen Inbetriebnahmezeitpunkt, der zwei bis drei Jahre Zeitversatz zum Ausschreibungszeitpunkt hat. Ein Vergleich der in anderen Ländern erzielten Vergütungen mit denen in der Bundesrepublik müsste auf der Basis der dann geltenden EEG-Vergütungen gemacht werden.
- Dies wird zusätzlich erschwert durch die zur Vergleichbarkeit notwendige Umrechnung der jeweiligen Landeswährungen in Euro. Eine Umrechnung zu den zum Ausschreibungszeitpunkt geltenden Wechselkursen ist eher unangemessen, da die Ausschreibungsergebnisse auch die Erwartungen der Teilnehmer an die Inflationsentwicklung in den einzelnen Ländern widerspiegeln. Zu beachten ist weiterhin, dass in einigen Ländern Inflationsanpassungen bei den Vergütungen durchgeführt werden und deshalb eine Vergleichbarkeit der Vergütungshöhen nicht gegeben ist.

- Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass es in den Staaten, die aktuell mit EE-Ausschreibungen arbeiten, noch kaum längerfristige Erfahrungen gibt, die einen korrekten Vergleich mit dem im EEG bereits erzielten und auch künftig angelegten Degressionspfad ermöglichen.
- Schließlich gibt es in der Bundesrepublik nicht nur eine Vergütungshöhe für Windenergieanlagen eines Inbetriebnahmejahres, sondern eine Bandbreite gemäß dem Referenzertragsmodell. Legt man die im EEG 2014 festgelegten Wind-Vergütungen und eine Inflationsrate von 2% zu Grunde, ergäbe sich für eine Anlage mit Inbetriebnahmedatum 2016, die 20 Jahre lang die Anfangsvergütung erhält, eine gemittelte Vergütung von rund 69 Euro; eine Anlage, die nach 5 Jahren in die Grundvergütung fällt, erhielte gemittelt knapp 46 Euro (jeweils diskontierte Werte). Dies bedeutet eine Bandbreite zwischen den ertragreichsten und den ertragsschwächsten Standorten von absolut 23 €/MWh bzw. von 50%.

Für die untersuchten Länder werden aktuell die folgenden Ergebnisse beobachtet:

- Unter den aktuellen Beispielen von Staaten innerhalb Europas (und mit Windverhältnissen, die denen in Deutschland recht ähnlich sind) ist es in Italien in den zwei bisher durchgeführten Ausschreibungsrunden zwar gelungen, die durchschnittliche Vergütung für Windkraftanlagen von rund 140 €/MWh auf ca. 108 €/MWh zu senken, gleichwohl liegt das Vergütungsniveau trotz z. T. deutlich besserer Windverhältnisse in den Regionen, in denen die kontrahierten Anlagen gebaut werden sollen, weit über dem bundesdeutschen Niveau. Bei der Absenkung der Vergütung ist zudem zu beachten, dass es hier einen Übergang von einem System von grünen Zertifikaten und Quotenverpflichtungen hin zu Ausschreibungen gab. Das legt die Vermutung nahe, dass das vorherige System den Investoren größere Preisspielräume ermöglichte, die durch die Ausschreibungen nun reduziert werden. Die Ergebnisse der dritten Ausschreibung werden für Ende August erwartet und können dann weitere Aussagen zur dortigen Preisentwicklung liefern.
- Aufgrund von technologieneutralen Ausschreibungen in den Niederlanden mit einer sequentiellen Durchführung, bei der in den Jahren 2011 bis 2013 pro Runde die auktionierten Vergütungshöhen angehoben wurden, ist ein direkter Vergleich nicht möglich. Zudem wurde die Vergütungshöhe nicht durch die Gebote der Auktionsteilnehmer festgelegt, sondern es wurden die Mengen ermittelt, die mit dem zur Verfügung stehenden Geldbetrag zum gebotenen Preis realisiert werden sollen.
- Sowohl Südafrika als auch Brasilien wiesen bei den ersten Ausschreibungsrunden einen starken Verfall der auktionierten Vergütungshöhen auf. In Südafrika betrug der arithmetische Mittelwert der Windvergütungen in der ersten Runde im Jahr 2011 nominal 1.143 südafrikanische Rand, in der bisher letzten abgeschlossenen Bietrunde im April 2013 lag die durchschnittliche Vergütung bei 737 Rand.[56] Die Gebotsphase der vierten Runde ist abgeschlossen, jedoch noch nicht beschieden.

Interessant ist in Bezug auf die Bewertung der statischen Kosteneffizienz von Ausschreibungen die längerfristige Entwicklung der Vergütungen. Diese lässt sich bislang nur am Beispiel Brasiliens zeigen. Hier erfolgte nach einem Tiefpunkt der auktionierten Vergütungshöhen im Dezember 2012 ein Ansteigen der gebotenen Preise.



Darstellung: IZES gGmbH; Quellen: Auktionsergebnisse in ‚Biblioteca Virtual' unter http://ccee.org.br

ABBILDUNG 18: Durchschnittspreise Windenergie-Auktionen in brasil. Real/ MWh von 2009-2014

Somit zeigt das Beispiel Brasiliens, dass Auktionen nicht zwingend eine durchgängige Degression der Vergütungshöhen erzielen: Hier weisen die aktuellen Auktionsergebnisse eher eine leichte Tendenz nach oben auf.[57] Inwieweit dies einer Veränderung der Rahmenbedingungen, der dortigen ‚local-content-Regelung' oder einer Tendenz zum ‚Underbidding' zum mittelfristigen Ausstechen der Konkurrenz geschuldet ist, lässt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht ermitteln.

In Bezug auf eine **zielgenauere Steuerung** des Ausbaus Erneuerbarer Energien mittels Ausschreibungen lässt sich auf der Grundlage der ausländischen Erfahrungen die vorläufige These vertreten, dass dies mitnichten der Fall ist und dass Ausschreibungen häufig zu einer deutlichen Unterschreitung der Ausbauziele geführt haben:

- In den Niederlanden führte bereits die Ausgestaltung des Instruments der Ausschreibungen dazu, dass bislang kaum Anlagen errichtet wurden. In den drei Jahren seit Einführung des SDE+-Programms wurden gesamt 74 Windparks kontrahiert, von denen insgesamt bislang (Stand Beginn 2014) nur 10 gebaut worden waren. In Südafrika sind im Juni 2014 von acht im Jahr 2011 kontrahierten Windparks erst zwei in Betrieb; die Fertigstellung der übrigen soll im Jahr 2014 erfolgen. Ob das tatsächlich erreicht wird, ist aus heutiger Sicht eher zweifelhaft.

56 Bei einem Wechselkurs von rund 10 Rand (=ZAR) pro Euro im Jahr 2011 und zwischen 13 bis 14 Rand pro Euro im Jahr 2014. (Vgl. http://www.finanzen.net/devisen/euro-suedafrikanischer_rand-kurs), Abruf am 16.7.2014

57 Dabei schwankte der Wechselkurs Euro-Real (=BRL) im Zeitraum von 2009 bis 2014 zwischen 2,2 BRL/€ und 3,3 BRL/€. In den Jahren 2010 und 2011 lag der Kurs des Real am niedrigsten, seit Mitte 2011 weist er eine gegenüber dem Euro steigende Tendenz auf. Vgl. http://www.finanzen.net/devisen/euro-real-kurs, Abruf am 16.7.2014

- Insbesondere das italienische Beispiel wirft die Frage auf, wie in einem Ausschreibungssystem in Deutschland ggf. mit Untererfüllungen umgegangen werden sollte. Zum jetzigen Zeitpunkt schätzen italienische Branchenkenner, dass dort nur rund 80% der auktionierten Anlagen auch wirklich gebaut werden. Da in der Bundesrepublik der Zubau an Windkraftanlagen nach dem Willen der Bundesregierung eher noch beschleunigt (statt wie in Italien gebremst) werden soll, müsste bei einer vergleichbaren Umsetzungsquote von 80% entweder eine Untererfüllung der EE-Ziele oder eine ‚Überdimensionierung' der auktionierten Leistung in Kauf genommen werden. Damit könnten zweierlei Probleme auftreten: Es wären noch mehr Akteure notwendig, die das notwendige Überangebot für eine wirksame Konkurrenz innerhalb einer Auktion bereitstellen müssten, und es müsste im negativen Fall sogar eine (rechtssichere) Vorgehensweise für den Fall einer Übererfüllung gefunden werden. Alternativ wäre pro Ausschreibungsfenster auch eine dynamische Anpassung an die Ergebnisse der vorangegangenen Auktion möglich, was aber (insbesondere bei für die Bundesrepublik empfehlenswerten regionalen Differenzierung) gute Marktkenntnisse des Auktionators bzw. Regulierers voraussetzt und zu einem erheblichen Aufwand bei der Konzeption und Umsetzung der Auktionen führen kann.

In Bezug auf die **Akteursvielfalt** fällt es besonders schwer, Beispiele zu finden, bei denen auf dieses Kriterium Rücksicht genommen wurde. Dies liegt einerseits daran, dass hierzu bislang kaum systematische Daten erhoben wurden, andererseits auch daran, dass in kaum einem der hier betrachteten Länder eine der Bundesrepublik vergleichbare Akteursvielfalt anzutreffen wäre.

Das Beispiel **Südafrikas** kann hier noch am ehesten für diesbezügliche Erkenntnisse herangezogen werden, da die dortige Regierung eine explizite Beteiligung der ‚nicht-weißen' Bevölkerungsgruppen an wirtschaftlichen Tätigkeiten und Investitionen im Rahmen des sog. ‚Broad Based Black Economic Empowerment' gesetzlich durchgesetzt hat. Hierfür wird für das jeweilige Unternehmen ein Ranking in Form einer sogenannten ‚BBBEE-Scorecard' erstellt, die in das Kriterium der durch die Projekte angestoßenen wirtschaftlichen Entwicklung zur Bewertung derselben eingeht, so dass das Kriterium Preis nur mit 70% bewertet wird. Dieses Vorgehen verdient es sicherlich, genauer untersucht zu werden. Es darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass sich bei den Projektierern und Anlagenbauern in Südafrika bereits nach der dritten Auktionsrunde eine starke Marktverengung eingestellt hat. Während bei der ersten Ausschreibung fünf Hersteller und acht Projektierer zu den Gewinnern zählten, hat sich das Feld bei der zweiten Ausschreibung auf drei Hersteller und vier Projektierer und in der dritten Auktion auf vier Hersteller und vier Projektierer begrenzt. Eine nähere Untersuchung der Projektierer ergab, dass in Südafrika Projektierer dominieren, an denen größere, international agierende Unternehmen aus den Bereichen Energieversorgung und Bergbau beteiligt sind. So könnte das Prinzip der ‚BBBEE-Scorecard' möglicherweise genutzt werden, um weiterhin Bürgerbeteiligung bei Ausschreibungen möglich zu machen; Hilfestellungen für eine mittelstandsfreundliche Aufrechterhaltung der Akteursvielfalt in der Bundesrepublik liefert es jedoch nicht.

Schließlich müsste bei der Einführung eines Auktionssystems darauf geachtet werden, dass nicht nur die statische Effizienz beachtet wird, sondern auch die **dynamische Effizienz**. Diese Zielkategorie wird in den hier untersuchten ausländischen Auktionssystemen nicht oder nur unzureichend thematisiert. Dies bedeutet für die

Bundesrepublik, dass mit Ausschreibungen auch Lösungen für Fragen, die sich durch eine zunehmende Nutzung der Windenergie im Rahmen der Systemtransformation stellen, gefunden werden müssen. Übergeordnete Fragestellungen sind hierbei:

- die Verfolgung einer langfristigen Kosteneffizienz durch eine erfolgreiche technologische Weiterentwicklung der Windenergie,
- die Netz- und Systemintegration der Windenergie (inkl. der Bereitstellung von Systemdienstleistungen auch durch den Verzicht auf Nutzung von Winddargebot und damit entgangenen Arbeitsvergütungen),
- eine systemdienliche regionale Verteilung der Windenergieanlagen (für einen bundesweiten Ausgleich der Anlagen und ihrer Einspeisung sowie Vermeidung zukünftiger Fehlinvestitionen wegen lokaler Netzengpässe) sowie damit auch
- bundesweit akzeptierte Regeln bzgl. der Abstände zur Wohnbebauung oder zum Umgang mit Waldstandorten und Naturschutzbelangen, auch zur Sicherung der Akzeptanz der Technologie.

Allerdings kann jede weitere Anforderung, die man an das Auktionsverfahren und seine Ergebnisse stellt, zusätzliche Zielkonflikte verursachen und die Transaktionskosten des Instruments der Ausschreibungen erhöhen. Die Studie zeigt, insbesondere anhand der Erfahrungen aus **Großbritannien** und **Irland**, die jeweils neun Jahre lang Auktionen für Windenergie nutzten, dass Ausschreibungen einen Lernprozess darstellen, der nicht geradlinig verlaufen muss und bei dem auch Fehler in Kauf genommen werden müssen. Diese kann man sicherlich minimieren, wenn zwei wesentliche Voraussetzungen erfüllt sind, damit Auktionsverfahren für Windenergie in der Bundesrepublik nennenswerte Lernkurven zeitigen können:

- ein ‚lernbereiter' Regulator bzw. Auktionator und eine Herangehensweise bei der Ausgestaltung der Verfahren, die dieses Lernen auch ermöglichen kann, d. h. insbesondere transparente und reaktive Monitoringverfahren und
- insbesondere bei der Windenergie mit ihren langen Planungs- und Bauzeiten längere Zeiträume (mindestens zwei abgeschlossene Bauzyklen), die für ein substantielles Lernen angesetzt werden müssten.

Somit wird aber auch die dritte Motivation für Ausschreibungen – eine Entlassung der Politik aus der Verantwortung administrativer Festlegungen und stattdessen eine Übertragung der Festlegung der Vergütungen an den ‚neutralen' Markt – stark relativiert. Statt der Festlegung der Vergütungen werden umso mehr andere Anforderungen an den Regulator bzw. Auktionator gestellt, denen dieser genügen muss, wenn er ein funktionsfähiges Auktionsdesign erarbeiten soll.

Im Sinne der Erreichung der EE-Ausbauziele erscheint es daher ratsam, sehr vorsichtig an das Instrument der Ausschreibungen heranzugehen und sich nicht vorschnell von administrativ festgelegten Vergütungshöhen zu verabschieden. Ebenso erscheint es angemessen, die vielen Spielräume, die die EU-Kommission in ihren ‚Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020' vom 9.4.2014 lässt, weitestgehend auszunutzen und insbesondere die ‚De-Minimis-Regeln' auszuschöpfen.

6. Literaturverzeichnis

ABEEólica (2014). Monthly Data Report of Wind Power - Public. Rio de Janeiro.

AHK (2014): Deutsche Industrie- und Handelskammer für das Südliche Afrika: Zielmaktanalyse Südafrika Mit Profilen der Marktakteure - Windenergie 2014. Houghton (Südafrika), Februar 2014

Assorinnovabili (2014). Assorinnovabili, ANEV und FREE: assoRinnovabili, ANEV e coordinamento FREE pubblicano i dati dell'eolico 2013. Pressemitteilung vom 27.1.2014.

Backwell, B. (2013). Sawyer: turbine firms here for the long haul. Brazil Windpower. Ediçiao 1/2013.

Barbetti (2011). Tommaso Barbetti: Le aste per l'incentivazione alle rinnovabili. Posibili configurazioni e criticità del caso italiano. APER (Associazione Produttori Energia da Fonti Rinnovabili), Oktober 2011.

Barbetti (2013). Tommaso Barbetti: Eolico, non tutte le aste vengono per nuocere. qualenergia.it, 23.1.2013.

CCEE (2014). Boletim das Usinas Eólicas. N° 005 – Junho/ 2014.

DCENR (Department of Communications, Energy and Natural Resources) (2005), Alternative Energy Requirement Programme. Dublin.

Deloitte (2005). Review of the Electricity Sector in Ireland. Final Report.

Deutsche WindGuard (2014). Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Jahr 2013. Varel.

DoE South Africa (Department of Energy of the Republic of South Africa) (2013). Renewable Energy IPP Procurement Programme. Bid Window 3. Preferred bidders announcement. 4 November 2013, unter www.record.org.za/resources/doc_download/79-department-of-energy-list-of-ipp-preferred-bidders-window-3-04nov2013, Abruf am 16.6.2014

Ecofys (2013). Lessons for the tendering system for renewable electricity in South Africa from international experience in Brazil, Morocco and Peru. Berlin.

European Commission (2014). European Commission: Energy Economic Developments in Europe. European Economiy series, 1/2014.

Faber, T et al. (2000). Review report on promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries.

GIZ/ DEDEAT (Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit & Department of Economic Development. Environmental Affairs & Tourism) (2013). Mapping of Provincial and Municipal Permitting and Authorisation Processes for IPP Projects in the Eastern Cape. Pretorai & King Willliam's Town. 29.11.2013

GIZ/ DoE South Africa (Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit & Department of Energy) (2013). REI4P Value Chain Analysis: Final report. Pretoria.

Grashof, K. (2013). Herausforderungen bei Ausschreibungsverfahren für Onshore-Windenergie und PV. Saarbrücken. 7.10.2013.

Gross, R./ Heptonstall, P. (2010). Time to stop experimenting with UK renewable energy policy. ICEPT Working Paper. October 2010.

GSE (Gestore dei Servizi Energetici) (2014a). Incentivazione della produzione di energie elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici. Procedure applicative del D.M. 6 luglio 2012 contenti i regolamenti operativi per le procedure d'asta e per le procedure di iscrizione ai registri. Aggiornamento del 13 gennaio 2014. Rom.

GSE (Gestore dei Servizi Energetici) (2014b). Incentivazione delle fonti rinnovabili. Bollettino aggiornato al 31 dicembre 2013.

GSE (2014c). Gestore dei Servizi Energetici: Indagine conoscitiva sulla Strategia Energetica Nazionale. Präsentation von Nando Pasquali, Präsident des GSE, 17.3.2014.

GWEC (2014). Global Wind Energy Council: Global Statistics. Brüssel. (unter http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/9_Top-ten-cumulative.jpg, Abruf am 21.5.2014)

GWEC (2014). Global Wind Report – Annual Market Update 2013. Brüssel.

IBN Consulting (2013). Amended Broad-Based Black Economic Empowerment (BBBEE) Act – Codes of Good Practice. Kapstadt.

IEA (2012). Italy. 2011 Annual Report, unter: http://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2011/Italy.pdf; Abruf am 16.7.2014

IEA (2013). Italy. 2012 Annual Report, unter: http://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2012/Italy.pdf; Abruf am 16.7.2014

Indelicato, F. (2014). Potenza messa all'asta per impianti rinnovabili: illegittima la decurtazione comunicata dopo la chiusura della procedura, Il Sole 24 Ore, 25.2.2014.

IRENA (2012). Brazil. 30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets, 36-43. o.O.

IRENA (2012). Ireland. 30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets, 94-100. o.O.

IRENA (2012). United Kingdom (Including Scotland). 30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets, 121-133. o.O.

IRENA. (2012). 30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets, 40-47. o.O.

IWES (2014): Windenergie Report 2013. Fraunhofer Verlag. Stuttgart

IWR (2013). Die Niederlande schieben Energiewende vor sich her.

IZES (2013). Stromsystem-Design: das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Anlage C) zum Endbericht: IZES: Herausforderungen bei Ausschreibungsverfahren für Onshore-Windenergie und PV. o.O, den 7.10.2013

IZES/ BET/ Prof. Bofinger (2013). Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Endbericht. Saarbrücken, Würzburg und Aachen, den 10.10.2013

IZES (2014). Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung. Saarbrücken.

Keller, S. et al (2013). Windenergie: Forschungsbedarf am Rotor der Zukunft aus Sicht von Wissenschaft und Industrie, in FVEE Themen 2012. Zusammenarbeit von Forschung und Wissenschaft für Erneuerbare Energie und Energieeffizienz. Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2012. Berlin, April 2013

Leal, M. (2013). Fiúza: are wind prices sustainable?. Brazil Windpower. Ediçiao 2/2013.

McLean, A., McGovern, P. & Donnely, K. (2007) Ireland. International Energy And Taxation Review, Ausgabe 10: 207-210.

Ministero dello sviluppo economico (2012). Decreti Ministeriali su Incentivi per le Energie Rinnovabili Elettriche, Aprile 2012, unter http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/20120411-DM-Rinnovabili_vPresentata2.pdf, Abruf am 15.7.2014

Mitchell, C. (1995). The renewables NFFO: a review. Energy Policy 23 (2012): 1077–1091.

Mitchell, C. (1996). Renewable Generation - Success Story?. The British electricity experiment: privatization: the record, the issues, the lessons. J. Surrey (Hrsg.). Earthscan. London:164-184.

Mitchell, C. & Connor, P. (2004). Renewable energy policy in the UK 1990-2003. Energy Policy 32 (2004): 1935-1947.

Monopolkommission (2007). Strom und Gas 2007. Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung. Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG. Bonn.

NERSA (2014). Eskom Fact Sheet - Coal in South Africa.

Non-Fossil Purchasing Agency (NFPA) (2010). NFFO and SRO Summary.

IWES, F. (2013). Windenergie verzeichnet 2013 höchste Zubaurate seit zehn Jahren. http://www.iwes.fraunhofer.de/de/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2013/windenergie-2013-verzeichnet-hoechste-zubaurate-seit-10-jahren/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/2013_12_11_PI_Windenergie%202013_final.pdf.

Rechnungshof BaWü. (2012). Beratende Äußerung - Vergabebeschleunigung.

Uhl, S., & Höppner, G. (2010). Effizienzsteigerungen im öffentlichen Bau durch funktionale Ausschreibungen. Erlangen: Friedrich-Alexander-Universität.

Togni (2014). Telefoninterview mit Simone Togni, Präsident des italienischen Windenergieverbands ANEV, durchgeführt am 16.4.2014 von Raffaele Piria.

Wasaproject (2014). Wind Atlas for South Africa. Zugriff am 19.05.2014: http://www.wasaproject.info/.

Wiser, R. (2002). The U.K. NFFO and Ireland AER Competitive Bidding Systems. Case Studies of State Support for Renewable Energy. Berkeley Lab and the Clean Energy Group.

Primärdaten

Brasilien:
http://ccee.org.br/portal/faces/pages_menu_header/biblioteca_virtual?tipo=Resultado&assunto=Leil%C3%A3o&_adf.ctrl-state=12s15pzqx9_4&_afrLoop=309323265695977#%40%3F_afrLoop%3D309323265695977%26tipo%3DResultado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3D144oi3jya8_4, Abruf am 15.6.2014

Italien:
http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Incentivi_DM_06_07_2012/Graduatorie%20Registri%20Aste
http://www.gse.it/it/Qualifiche%20e%20certificati/Incentivi_DM_06_07_2012/Graduatorie%20Bandi%202013

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Größenvergleich und installierte Leistung der Windenergie in Deutschland und Brasilien (Stand: Ende 2013; gerundete Werte)

Abbildung 2: Brasilianische Windkarte

Abbildung 3: Status der Windenergienutzung in Brasilien, nach Regionen gegliedert

Abbildung 4: Entwicklung und Wachstumsprognose von Windenergie bis 2018

Abbildung 5: Durchschnittspreise Windenergie Auktionen in brasil. Real/MWh von 2009-2014

Abbildung 6: Vergleich von Einspeisevergütung für Windkraftanlagen in Brasilien (A5 Dez. 2013) und der Bundesrepublik Deutschland (2016 gemäß EEG 2014)

Abbildung 7: Größenvergleich und installierte Leistung an Windenergie in Deutschland und Südafrika

Abbildung 8: Windatlas Südafrika - Darstellung der Windgeschwindigkeiten in 100 Meter Höhe

Abbildung 9: Anteile der Hersteller an den in Fenster 1 und 2 bezuschlagten Leistungen

Abbildung 10: Anteile der Hersteller an den in Fenster 3 bezuschlagten Leistungen

Abbildung 11: Anteile der Projektierer an den in Fenster 1 und 2 bezuschlagten Leistungen

Abbildung 12: Anteile der Projektierer an den in Fenster 3 bezuschlagten Leistungen

Abbildung 13: Durchschnittliche Windstärke (m/s in 25 Meter Höhe) in Italien

Abbildung 14: Installierte Windkraftkapazität in MW nach Regionen Ende 2013

Abbildung 15: Entwicklung der Windkraft in Italien

Abbildung 16: Preiszonen im italienischen Strommarkt

Abbildung 17: Installierte Leistung der Windenergie in den Niederlanden

Abbildung 18: Durchschnittspreise Windenergie-Auktionen in brasil. Real/ MWh von 2009-2014

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die NFFO-Auktionen für Windenergie

Tabelle 2: Brasilianische Landflächen mit Windgeschwindigkeiten über 7m/ s und dort installierbare Windleistung gemäß brasilianischem Windatlas

Tabelle 3: Installierte Windleistung in Brasilien im April 2014 nach Refinanzierungsmodus .

Tabelle 4: Übersicht über die durchschnittlichen Volllaststunden bei brasilianischen Auktionen

Tabelle 5: Allokierte und verbleibende EE-Kapazität im REI4P

Tabelle 6: In Betrieb befindliche Windparks und Windleistungen in Südafrika

Tabelle 7: Ergebnisse der Windenergieauktionen in den ersten beiden Auktionsrunden

Tabelle 8: Ergebnisse der Windenergieauktionen der dritten REI4P-Runde

Tabelle 9: Entwicklung der Windvergütungshöhen in Südafrika von 2011 bis 2013

Tabelle 10: Ausgeschriebene Mengen nach EE-Technologie

Tabelle 11: Preisdifferenzen zwischen kontrahierten und nicht-kontrahierten Bietern

Tabelle 12: Umsetzungsraten der im SDE+ kontrahierten Projekte zu Beginn des Jahres 2014

Impressum

Herausgeber:	Bundesverband WindEnergie e.V. Neustädtische Kirchstraße 6 10117 Berlin E-Mail: info@wind-energie.de Internet: www.wind-energie.de
Bearbeitung:	IZES gGmbH Altenkesseler Str. 17, Geb. A1 D-66115 Saarbrücken Eva Hauser und Johannes Kochems - unter Mitarbeit von Stefan Hofmüller – alle IZES gGmbH in Zusammenarbeit mit Raffaele Piria (Kapitel 4.3 zu Italien) beauftragt durch: Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
Stand:	September 2014
Gestaltung:	bigbenreklamebureau gmbh
Druck:	Müller Ditzen AG

www.wind-energie.de

MIX
Papier aus verantwortungsvollen Quellen
FSC® C018803