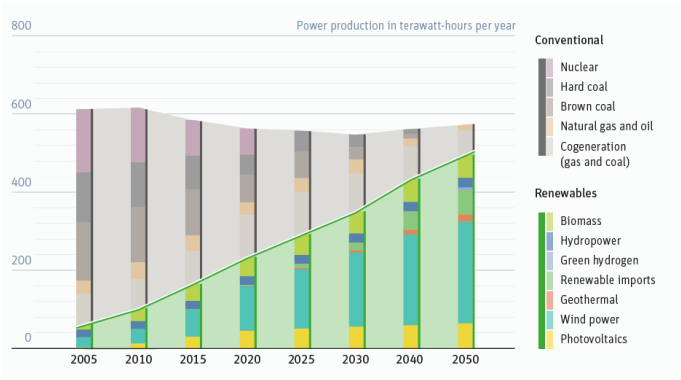
IG WINDKRAFT
Austrian Wind Energy Association

Das deutsche EEG 2016

Hintergrundinformation, Juli 2016

Status Quo

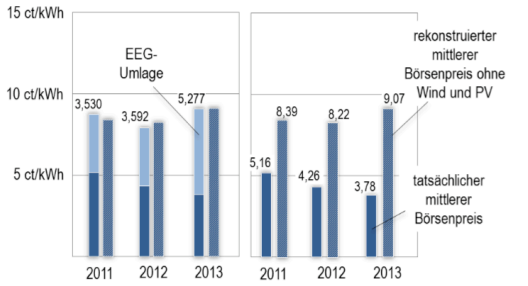
Seit der Einführung des deutschen Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) im Jahr 2000 hat sich der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch von rund 6% auf knapp 34% (2015) fast versechsfacht. Jährlich können so Einsparungen von über 100 Millionen Tonnen CO2 erzielt werden. Trotz eines gescheiterten CO2 Handels und des daraus resultierenden Kohlebooms bei der Stromerzeugung konnten die gesamten jährlichen CO2 Emissionen des Stromsektors um 13 Millionen Tonnen gesenkt werden.



Stromversorgung in Deutschland bis 2050 (in GWh) Quelle: energytransition.de

Gleichzeitig konnten durch den Zubau erneuerbarer Energien Atomkraftwerke im Ausmaß von über 11.000 Megawatt stillgelegt werden, die ausgefallenen Strommengen wurden durch Erneuerbare kompensiert.[1] Auch die Stromerzeugung der Atomkraftwerke (2014: 97 Mrd. kWh) konnte durch Erneuerbare mehr als überkompensiert werden (2014: 160 Mrd. kWh). Der Wegfall der Atomenergie hat somit keine Versorgungslücke aufgetan sondern konnte erst durch die erneuerbaren Energien ermöglicht werden. Langfristig können erneuerbare Energien auch die sich öffnende Versorgungslücke durch den Wegfall alter Kraftwerke aus der vorliberalisierten Zeit kompensieren.

Die Uni Erlangen-Nürnberg hat errechnet, dass die deutschen Stromverbraucher sich durch den Ausbau erneuerbarer Energien verglichen mit einem Szenario ohne diesen Ausbau Milliardenbeträge erspart haben: rund 11 Milliarden Euro wurden allein im Jahr 2013 eingespart. Die Kosten, die im Rahmen des EEG anfallen, werden im Gegensatz zu anderen Förderungen (etwa für den Abbau von Nuklearkraftwerken) transparent über die Stromrechnung abgerechnet („EEG Umlage"). Die Summe aus Börsestrompreis und EEG Umlage ist in den letzten Jahren relativ konstant geblieben.[2] Gestiegen sind lediglich diverse Abgaben und Steuern bzw. Margen im Stromhandel. Während sogar für nicht privilegierte Endverbraucher die Kosten trotz EEG Umlage relativ konstant geblieben sind, kam es durch das EEG für die Industrie insgesamt zu starken Kostensenkungen.



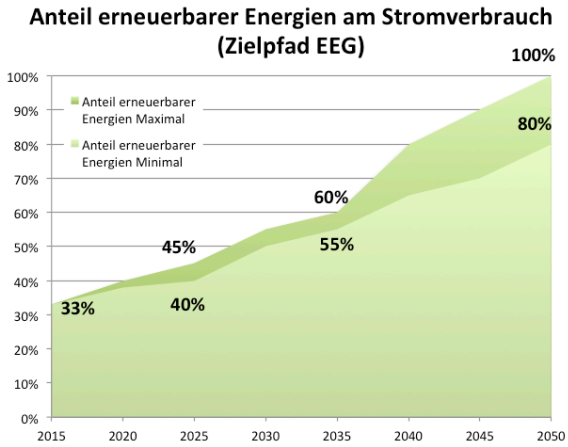
Strompreise (Marktpreis+EEG Umlage) für Haushalte (links) und von EEG Umlage befreite Wirtschaft (rechts) Quelle: Dillig, Karl (2014)

Im Jahr 2014 waren in Deutschland rund 225.000 Menschen im Bereich erneuerbarer Energien beschäftigt. Im Vergleich dazu waren es in der Kohleindustrie 33.000 bzw. in der Frühzeit des EEG (2002) rund 67.000 Personen.

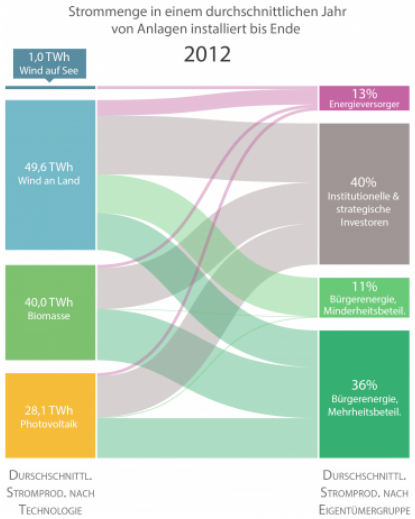
[1] Nestle, Morris (2016); Das EEG: Besser als sein Ruf; WISO Direkt 14/2016; Friedrich Ebert Stiftung
[2] Dillig, Karl (2014); Deutschland ohne Erneuerbare Energien?; Friedrich-Alexander Universität Erlangen, https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2016.06.23/1466670557288733.pdf

Ziele des EEG

- **Generelles Ziel**



Mit der Novelle 2016 hält die deutsche Bundesregierung an ihren Ausbauzielen fest. Ziel ist, dass mit den ausgebauten Erzeugungsanlagen Stromanteile von **40 bis 45 Prozent im Jahr 2025, 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 und mindestens 80 Prozent bis 2050** erreicht werden. Wie diese Zielsetzungen mit den Klimazielen von Paris in Einklang gebracht werden können und ob der definierte Zielpfad eingehalten werden kann, bleibt allerdings abzuwarten.
Um den fossil/nuklear dominierten Strommarkt für erneuerbare Energien umzubauen, wurde begleitend das rechtlich jedoch nicht an das EEG gebundene Strommarktgesetz auf den Weg gebracht.



- **Erhalt der Akteursvielfalt**
  Da Ausschreibungen oft mit einem Verlust der Akteursvielfalt und so mit einer Wettbewerbsreduktion einhergehen, hat man sich das Ziel gesetzt, diese zu erhalten. Darüber hinaus lebt die deutsche Energiewende sehr stark davon, dass Projekte mit sehr breiter Bürgerbeteiligung möglich sind. Ähnlich wie in Österreich ist der Anteil von Energieversorgern im Erzeugungsmix der erneuerbaren Energien nicht dominant, auch die deutsche Energiewende lebt also davon, dass sich Bürger in größerem Ausmaß direkt in die Energieerzeugung einbringen können. Somit steigen über die direkte Verbindung der Bürger mit der Erzeugungstechnologie die Akzeptanz und das Verständnis für die Energiewende.

Wesentliche Punkte des Entwurfes für ein EEG 2016:

- Das Fördersystem soll für einzelne Technologien adaptiert werden. Bei Windenergie bleibt es unverändert bei der gleitenden Marktprämie mit Direktvermarktung des Stromes durch den Ökostrombetreiber, wie dies bereits im EEG 2014 verpflichtend (und seit 2009 wahlweise) vorgesehen war.
- Die Förderhöhe soll in Zukunft für große Anlagen (bei PV, Windenergie und Biomasse), durch eine vorgeschaltete Ausschreibung (Auktion) bestimmt werden und nicht mehr wie bisher per Gesetz.
- Wenn keine sinnvollen Ergebnisse mangels Wettbewerb zu erwarten sind, werden die Technologien von den Ausschreibungen ausgenommen (generell bei Wasserkraft, Geothermie, PV <750 kW, Biomasse <150kW)
- Ziel ist eine strengere Mengensteuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Im Unterschied zum österreichischen Modell, welches jährlich begrenzte Fördertöpfe (Deckelung) enthält, hatte das EEG bisher keine Begrenzungen.
- Eindeutiges Ziel ist es, den Betreibern der fossilen und nuklearen Kraftwerke in Deutschland ein berechenbareres Umfeld für ihre Rentabilität zu bieten.
- Weiterhin ist eine klare Zielsetzung verankert: Ausbaupfad für Strom aus erneuerbarer Energie mit Stromanteilen von 40 bis 45 Prozent im Jahr 2025, 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 und mindestens 80 Prozent bis 2050.
- Für Windkraft an Land (on shore) ist eine Zielsetzung von jährlich 2.800 MW Ausbau (ab dem Jahr 2020 2.900 MW) verankert. Dies wäre zwar geringer als der Ausbau in den letzten Jahren, aber noch immer ein Ausbau auf hohem Niveau. Das standortdifferenzierte Fördersystem über Prämien (Referenzertragsmodell) wird weiterentwickelt und auch bei der Einführung von Ausschreibungen beibehalten.

Unterstützungsmethode

- **Generelle Förderung durch Marktprämie**
  Generell werden alle Erzeugungsanlagen durch Marktprämien unterstützt. Die Vermarktung über gleitende Marktprämien bedeutet, dass ein Stromhändler die erzeugte Energie abnimmt und am Strommarkt verkauft. Der Erzeuger erhält den Strommarkterlös abzüglich der Vermarktungskosten und die Marktprämie (die Prämie „gleitet" abhängig von dem sich verändernden Marktpreis). Die Marktprämie im deutschen EEG berechnet sich flexibel und orientiert sich am Marktpreis. Sie ergibt sich aus folgender Formel:

  MP=AW-MW

  Das heißt, die Marktprämie errechnet sich aus dem anzulegenden Wert („AW") abzüglich des Monatsmarktwertes („MW") der jeweiligen Erzeugungstechnologie, der sich am relativen Marktwert einer bestimmten Erzeugungsform in Relation zum (Strom)börsepreis orientiert. Der anzulegende Wert wird im EEG bestimmt.

- **Keine Investitionsförderung im EEG**
  So wie in den bisherigen Versionen und Novellierungen des EEG sind auch bei dieser Novelle keine Investitionsförderungen vorgesehen.

Internationale Beteiligung

Im EEG 2016 ist auch ein Entwurf zur internationalen Beteiligung vorgesehen. Das bedeutet, dass 5% der jährlich auszuschreibenden Leistung durch ein anderes Mitgliedsland der Europäischen Union genutzt werden sollen. Kraftwerke in diesen Ländern können in diesem Fall um EEG Förderung in Deutschland ansuchen. Das allerdings nur unter einigen Voraussetzungen:

- Beiderseitige Öffnung der Märkte (auch das andere Mitgliedsland muss für deutsche Anlagen Zugang bieten)
- Völkerrechtlich bindende Verträge: Der Strom muss physikalisch importiert werden können bzw. einen ähnlichen Effekt auf den deutschen Strommarkt haben

Element Ausschreibungen

- EU Vorgaben
  Die EU Leitlinien für Beihilfen im Umwelt- und Energiebereich sehen in Rn. 126 vor, dass Beihilfen ab 2017 anhand eindeutiger, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien in einem Ausschreibungsprozess gewährt werden. Die Mitgliedstaaten können nach Rn. 126 jedoch davon absehen, wenn sie beispielsweise nachweisen:
  - nur ein Vorhaben oder Standort oder eine begrenzte Zahl von Vorhaben oder Standorten wäre beihilfefähig
  - Ausschreibungen würden zu einem höheren Förderniveau führen (strategisches Bieterverhalten)
  - Ausschreibungen würden dazu führen, dass nur wenige Vorhaben verwirklicht werden (Unterbietung)

  Nach Rn. 126 kann die Ausschreibung auf bestimmte Technologien beschränkt werden, „wenn eine allen Erzeugern offenstehende Ausschreibung zu einem suboptimalen Ergebnis führen würde, das durch die Ausgestaltung des Verfahrens vor allem aus folgenden Gründen nicht verhindert werden könnte:
  - längerfristiges Potenzial einer bestimmten neuen, innovativen Technologie oder
  - Notwendigkeit einer Diversifizierung oder
  - Netzeinschränkungen und Netzstabilität oder
  - System(integrations)kosten oder
  - Notwendigkeit, durch die Förderung der Biomasse verursachte Wettbewerbsverfälschungen auf den Rohstoffmärkten zu vermeiden."

  Keine Ausschreibungspflicht besteht außerdem für kleine Windparks (Grenzwert von 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten).[3]
- Um den Vorgaben der europäischen Kommission zu entsprechen, wurden für einige Technologien Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe eingeführt. Das bedeutet, dass Wind, Biomasse oder

[3] nach derzeitiger Auslegung der Kommission kann es sich hier auch um 6 Erzeugungseinheiten mit einer an der durchschnittlichen Leistung moderner Anlagen ausgerichteten Leistung handeln

Photovoltaik in separaten Ausschreibungen ein Gebot für einen anzulegenden Wert („AW“) abgeben und die jeweils günstigsten Angebote bis zum Erreichen eines Mengendeckels den Zuschlag bekommen. Im Fall der Biomasse können auch Bestandsanlagen an Ausschreibungen teilnehmen (für eine 10-jährige Anschlussförderung).

- Ausnahmen
  Für Wasserkraft, Geothermie, Deponie- und Klärgas, kleine Windkraft (<750kW), kleine Photovoltaik (<750kW), Biomasse (<150kW), Windkraft offshore (bis 2025) werden keine Ausschreibungen eingeführt. Begründet werden diese Ausnahmen vor allem mit dem zu niedrigen Wettbewerb bei den jeweiligen Technologien als auch mit dem zu hohen Bürokratieaufwand (etwa bei Kleinanlagen). Ausgenommen sind also alle Technologien <750kW (Gesamtprojekt) bzw. <150kW bei Biomasse.

  Wie bereits die Europäische Kommission in diversen Dokumenten in Zusammenhang mit der Einführung der Leitlinien für staatliche Beihilfen im Umwelt- und Energiebereich, bleibt auch die deutsche Bundesregierung die Beweisführung zu den positiven Effekten der Ausschreibungen schuldig. Im Gegenteil ist im Entwurf vom EEG 2016 die Rede davon, dass es aufgrund der höheren Risiken, die bei Ausschreibungen eingepreist werden müssen, auch zu Kostensteigerungen kommen kann. In der Praxis zeigt sich ein großes Potential für Ineffizienz, wie schon in vielen Ländern festgestellt werden musste. [45]

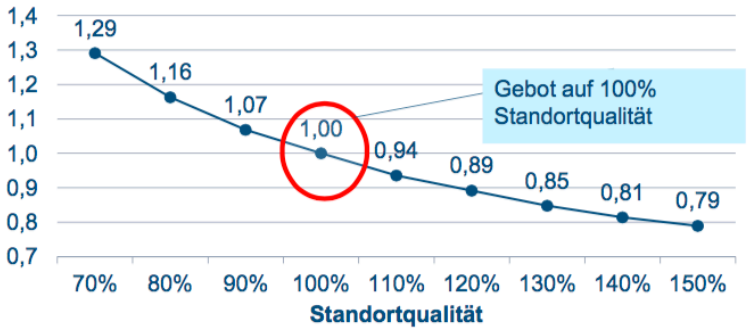
Konkrete Ausgestaltung der Förderung

- **Windenergie (onshore)**

Deckel:	2.800 MW jährlich (inklusive Repowering) ab 2020 2.900 MW jährlich in bestimmten Regionen kann aufgrund der Stromnetzsituation der Ausbau von der deutschen Übertragungsnetzagentur (BNetzA) begrenzt werden
Förderung:	Marktprämie (Standortabhängig, 20 Jahre fix)
Vergabe:	per Ausschreibung (=Auktion) für Anlagen, die vollständig genehmigt sind; Hinterlegung einer Sicherheit von EUR 30/kW (d.h. EUR 90.000 bei einer modernen Anlage) Frist von 2 Jahren für Realisierung Geboten wird der „anzulegende Wert“ („AW“) der zuzüglich zum Strommarktpreis ausgezahlt wird
Ausnahme:	Pilotanlagen (Forschung/Entwicklung) mit maximal 125 MW pro Jahr, Anlagen unter 1 MW

- **Die Höhe der Förderung richtet sich nach dem sogenannten Referenzertragsmodell**
  Das standortdifferenzierte Fördermodell – Referenzertragsmodell – wird leicht verändert beibehalten. Das bisherige zweistufige System, mit je nach Standort unterschiedlicher erhöhter Anfangsvergütung und danach einer geringeren Mindestvergütung, wird auf ein einstufiges System umgestellt. Das Referenzertragssystem bleibt bestehen, je nach Standort erhält man allerdings eine 20 jährige, fixe Vergütung als Prämie auf den Marktpreis.

- **Ablauf der Auktion**
  Konkret muss per Gutachten nachgewiesen werden, welche Relation ein Projekt zu einem standardisierten „100% Standort“ hat. Je nachdem muss das Angebot (man bietet einen anzulegenden Wert – „AW“), zu welchem man Strom produzieren kann, um einen Korrekturfaktor nach oben oder nach unten korrigiert werden. Unten stehende Grafik illustriert das Verfahren anschaulich. Je niedriger der



[4] Hauser et. al (2016); Ausschreibungsmodelle für Wind Onshore: Erfahrungen im Ausland, Saarbrücken
[5] Maringer (2015); Vergleich der Fördersysteme für erneuerbare Energien, St. Pölten
https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2015.03.25/142729200772414.pdf

standortspezifische Windertrag, desto höher der Korrekturfaktor im Vergleich zum normierten 100% Standort. Ziel soll es sein, eine möglichst gleichmäßige Windstromerzeugung im deutschen Bundesgebiet zu ermöglichen.

- **Bis 1.1.2019 werden außerdem weiterhin Anlagen, die bis 31.12.2016 eine Genehmigung erhielten ohne Ausschreibung ans Netz angeschlossen.**
- **Besondere Berücksichtigung von Bürgergenossenschaften:** Bürgerenergiegenossenschaften müssen aus mindestens 10 natürlichen Personen bestehen, die mindestens 51% der Stimmrechte besitzen. Diese Personen müssen seit mindestens einem Jahr über einen Hauptwohnsitz im Landkreis, in dem die Windkraftanlage geplant wird, verfügen.

  Die Maximalgröße für einen Bürgerwindenergiepark liegt bei 6 Anlagen mit 18 Megawatt. Diese Anlagen können bevor eine vollständige Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz (entspräche einer Genehmigung nach Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz in Österreich) an einer Auktion teilnehmen. Dafür müssen EUR 15.000/Megawatt Anlagenleistung als Sicherheit hinterlegt werden.

  Darüber hinaus bestehen vor allem für Bürgerenergiegenossenschaften komplexere Finanzierungsvoraussetzungen, die auch die Vorfinanzierung von Sicherheiten erschwert (im Fall von 18 MW wären das EUR 270.000 für Erstsicherheiten, EUR 270.000 für die Zweitsicherheit und Planungskosten von bis zu EUR 1 Million). Die Teilnahme an einer Auktion, bevor eine gültige Genehmigung vorliegt, ist unter solchen Umständen problematisch aufgrund der langen Vorfinanzierungsperiode.

  Das Risiko für Bürgerenergiegenossenschaften kann so allerdings nicht wesentlich reduziert werden, da etwa im Zuge des Genehmigungsverfahrens Anlagen aus der Planung gestrichen werden können und somit die hinterlegten Sicherheiten verfallen.

Unsicherheiten

- **Nichtrealisierungsquote**
  Derzeit ist im EEG 2016 nicht sichergestellt, dass nichtrealisierte Leistungen, die den Zuschlag erhalten haben, auch umgesetzt werden. Das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft rechnet damit, dass rund 10% der jährlichen Ausschreibungsmengen (280 MW) nicht realisiert werden. Schätzungen von Branchenvertretern reichen bis zu 25% (700 MW). Da diese Mengen nicht in den nachfolgenden Jahren nochmals ausgeschrieben werden müssen, steigt dadurch das Risiko der Verfehlung des Zielpfades.

- **Netzengpassregionen**
  In bestimmten Regionen existieren derzeit Netzengpässe. Um einen Zubau in diesen Gebieten zu begrenzen, wurde ein Automatismus zur Begrenzung des Ausbaus definiert:

  Die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber dürfen aufgrund der erwarteten Netzbelastung, des voraussichtlichen Abregelungsbedarfes und der Windkraftpotentiale in maximal 20% des Bundesgebietes den Ausbau auf maximal 58% der zwischen 2013-2015 in diesem Gebiet errichteten Leistung begrenzen. Diese Leistung wird dann auf die avisierten Ausschreibetermine aufgeteilt (dzt. 4). In Deutschland werden Abregelgungen derzeit entgolten, dieses System wird weiterhin aufrecht erhalten.

  Eine Berücksichtigung der in diesem Netzgebiet überschüssigen fossilen bzw. nuklearen Leistung erfolgt nicht.

- **Negative Strompreise**
  Wenn der Day-ahead Strompreis für Stundenkontrakte am Leipziger Strommarkt für mindestens 6 Stunden durchgehend negativ ist, sinkt der anzulegende Wert auf null.

- **Kritische Würdigung der Argumente zu Stromnetzen und Strompreisen**
  Vier in diesem Zusammenhang zu sehende Studien (Consentec, Fraunhofer ISI, Agora Energiewende sowie Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung DIW) ergeben, dass genau diese Regelungen zu negativen Preisen wie auch zum Stromnetz keine Lösung, sondern nur Symptombekämpfung sind.[6][7][8]

[6] Consentec (2016); Konventionelle Mindesterzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung; Untersuchung im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

Bei negativen Preisen, egal wie niedrig, sind derzeit weiterhin fossile und nukleare Kraftwerkskapazitäten ohne Auflagen zur Beschränkung am Netz. In der von Consentec verfassten Studie wird eine Leistung von mindestens 20 Gigawatt Leistung (das entspricht über 80% der österreichischen Kraftwerksleistung) angegeben. Das heißt, selbst wenn der Strommarkt ein Preissignal gibt, dass zu viel Strom im Netz ist, wird die Leistung dieser Kapazitäten nicht mehr reduziert. Nur ein geringer Anteil dieser fossil-nuklearen Sockelleistung (rund 10%) ist davon sogenannte „Must-run" Kapazität, die beispielsweise zur Wärmelieferung am Netz bleiben müssen.

Das Fraunhofer ISI bewertet diese Regelung ebenso wie andere negativ. Das wesentliche Übel eines zunehmend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems wird in der unflexiblen fossilen und nuklearen Energiewirtschaft gesehen, die immer noch einen Großteil der Erzeugungskapazität am Strommarkt ausmacht und so auch bei einem hohen Angebot erneuerbarer Energien Strom unabhängig vom Marktpreis produziert.

Zu einem ähnlichen Fazit kommt das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung, das sich in diesem Zusammenhang auch mit der Netzbelastung auseinandergesetzt hat. Die Studie, die gemeinsam mit der TU Berlin durchgeführt wurde, zeigt deutlich, dass Engpässe vor allem aufgrund der weiterhin hohen Fossilstromproduktion und der mangelnden Flexibilität auftreten. Durch eine gedrosselte Einspeisung erneuerbarer Energien wird so hingegen die Systemeffizienz ebenso gedrosselt und eine Einspeisegarantie für fossile und nukleare Energie weiter einzementiert.

- **Kritik an Ausschreibungen**
  Ausschreibungen funktionieren nur unter der Annahme gut, dass ein perfekter Markt existiert. Diese Annahme ist jedoch nur in der Theorie zutreffend und führt in der Praxis zu Verwerfungen. Die Annahme eines perfekten, „vollkommenen" Marktes ist aus mehreren Gründen falsch:
  - Die Regeln des Marktes wurden für fossile und nukleare Energien geschaffen[9]
  - Eine Überkapazität an künstlich billig gehaltenen Kraftwerken (Kohle, Nuklear) stört eine marktorientierte Preisbildung
  - Windkraft-Standorte sind hochgradig unterschiedlich und nicht vergleichbar
  - Windkraft-Standorte sind in Österreich eng begrenzt (Zonierung, Topografie)
  - Das Bieterfeld in Österreich ist, mit Hinblick auf die verfügbaren Standorte, klein, was den Wettbewerb beeinflusst
  - Die Akteure am Windenergiemarkt sind sehr unterschiedlich, was vor allem Auswirkungen auf strategisches Bieten hat und mittelfristig zur Begrenzung auf eine kleine Gruppe von Anbietern führen wird. Diese Unterschiede hemmen vor allem eine freie, transparente und faire Preisbildung.

  Die Folgen dieser der Theorie entgegen stehenden Voraussetzungen sind:
  - Marktmachtausübung (Marktgröße, Anzahl der Teilnehmer)
  - Strategisches Bieterverhalten (strategisches Unterbieten) - Hohe Risiken (höheres Risiko führt zu höheren Kosten der Finanzierung)
  - Hoher administrativer Aufwand (Pönalen, Transparenz)
  - Geringe Realisierungsraten
  - Verkleinerung des Anbieterfeldes

  Gerade aufgrund der oben angeführten Effekte wird die genaue Ausgestaltung von Ausschreibungen sehr oft gewechselt, um strategischen Bietern dieses Verhalten zu erschweren. Die Anpassung daran behält sich die deutsche Bundesregierung im EEG 2016 vor. Ohne Konsultation des Bundestages bzw. auch der Bundesregierung kann die ausschreibende Stelle, die Bundesnetzagentur, die Modi ändern. Allerdings führt das auch zu erhöhten Kosten für alle Teilnehmer an diesem Prozess, da mit jedem Mal andere Voraussetzungen zu berücksichtigen sind.

---

[7] Fraunhofer ISI et. al (2015); Negative Preise auf dem Stromhandelsgroßmarkt und Auswirkungen von §24 EEG; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
[8] Kemfert et. al (2016); Stromnetze und Speichertechnologien für die Energiewende – eine Analyse mit Bezug zur Diskussion des EEG 2016; Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
[9] COM(2015) 340 final; Launching the public consultation process on a new energy market design (SWD (2015) 142); Seite 3 Abs. 1

- **Marktnähe und Kostensenkung?**
  Offen bleibt außerdem, welches Ziel mit Ausschreibungen erreicht werden soll. Oft ins Treffen geführte Argumente sind Kostensenkung und Marktnähe. Meist werden diese Begriffe synonym verwendet. In diesem Sinne wären also Kosten und Marktnähe ident. Der Marktpreis wird derzeit allerdings von einem Überangebot an fossilen und nuklearen Kraftwerken geprägt. Ebenso ist das Marktdesign nicht erneuerbar, sondern, wie auch die EU Kommission bestätigt, für fossile Kraftwerke gestaltet.[10] Die Anpassung an diesen Markt wäre für erneuerbare Energien also fatal. Bis auf weiteres gilt daher, dass durch die Gestaltung der Förderungen der rechtliche Rahmen sichergestellt werden muss, der jene erneuerbare Energien, die jetzt errichtet und an den Strommarkt gebracht werden, vor diesem negativen Umfeld schützt.

  Offensiv ist derzeit das Ziel der Ausschreibungen dezidiert nicht die Kostensenkung, sondern die Mengensteuerung. Ausdrücklich bezieht sich das EEG 2016 auf diesen Aspekt: „Dies ermöglicht zugleich eine bessere Steuerung des Ausbaus und eine Abstimmung mit der Netzausbauplanung, verbessert die Planungssicherheit für die anderen Akteure der Stromwirtschaft und entspricht dem Ansatz der Europäischen Kommission für eine marktnähere Förderung der erneuerbaren Energien.“ Auch hier stellt sich wieder die Frage nach der Marktnähe, die nur auf den Preis bezogen wird. Der derzeitige Marktpreis lässt allerdings keinerlei Neuinstallation eines Kraftwerkes zu, egal ob fossil oder nuklear (neue Kohlekraftwerke rund 9ct/kWh, Nuklearkraftwerke >11,3 ct/kWh)[11]. Durch einen massiven Überhang von Kraftwerken[12] aus der vorliberalisierten Zeit (d.h. durch planwirtschaftliche, fiskalische Instrumente), einen Überschuss aus CO2 Zertifikaten durch Gratisallokationen und das genannte fossil/nukleare Marktdesign liegen die Marktpreise auf einem historischen Tiefstand. Eine Integration in diesen Markt ist ebenso wie eine Annäherung nicht möglich.

  Einer weiteren Kostensenkung bei erneuerbaren Energien steht eine anhaltende und sich auf absehbare Zeit nur gering ändernde Talsohle durch politisch motivierte Kraftwerksüberkapazitäten im fossil-nuklearen Bereich gegenüber.

  Marktnähe kann, wenn überhaupt der erneuerbare Strommarkt auf den aktuellen Preissignalen beruhen soll, durch ein Marktprämiensystem erreicht werden. Hier besteht ein Anreiz, den Anlagenbetrieb zu optimieren. Dieser Anreiz ist vollständig und auch ohne Ausschreibung zu erreichen. Aus Branchensicht ist das Risiko immanent, dass die volkswirtschaftlichen „Vorteile“ durch niedrige Angebote in Ausschreibungen durch Aufwendungen, frustrierte Kosten und Risikoprämien vollständig wettgemacht werden. Eine volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtung wurde im Zuge der EEG 2016 Novelle letztendlich nicht durchgeführt.

- **Effizienz durch Kostensenkung?**
  Auch wenn die Kosten der Stromerzeugung weiterhin gesenkt werden sollten und hier noch Entwicklungspotential herrscht, muss klar sein, dass Investitionen nicht durch eine unsichtbare Hand getätigt werden. Eine Investition in den Umbau des Kraftwerksparks ist eine Investition in eine unsichere Zukunft, deren Sicherheit politisch geschaffen werden muss. Diese Sicherheit darf nicht nur für den fossilen und nuklearen, konventionellen Sektor geschaffen werden, sondern insbesondere für erneuerbare Energien. Ein Zuschlag für ein Kraftwerk bei einer Auktion ist weder preislich noch was seine Leistung betrifft aussagekräftig. Erst bei Errichtung und erfolgreichem Betrieb kann diese Investition bewertet werden. Insofern sind Vermutungen, die sich auf eventuelle Preise beziehen, nicht nur irrelevant sondern auch kontraproduktiv, da sie den notwendigen Lebenszyklus eines Kraftwerks vollständig ignorieren. Diese Aussagen decken sich auch mit Studien, die die Europäische Kommission selbst hierzu in Auftrag gegeben hat.[13]

Österreich: Ausschreibungsmodell nicht sinnvoll

Bisherige Erfahrungen zeigen, dass in Österreich angesichts des kleinen und begrenzten Marktes nicht damit gerechnet werden kann, dass Ausschreibungen sinnvoll sind. Daher sollte man sich gegenüber der EU Kommission auf die Ausnahmemöglichkeit nach Rn. 126 berufen. Auch Deutschland geht diesen Weg bei jenen Technologien,

[10] COM(2015)340final; Launching the public consultation process on a new energy market design, Brussels 2015
[11] Agora Energiewende (2015). Understanding the German Energy Transition. Berlin, Agora Energiewende.
[12] Deutscher Bundestag (2015); Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn, Oliver Krischer, Annalena Baerbock, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 18/5060 – Beitrag der Energiewirtschaft zur Schließung der Klimalücke bis zum Jahr 2020, Drucksache 18/5323
[13] COM(2008)19 final;The support of electricity form renewable energy sources, Commission staff working paper; Brussels 2008

wo aufgrund der Rahmenbedingungen ein sehr niedriges Wettbewerbsniveau erkannt wird, um zu vermeiden, dass ganze Branchen nachhaltig geschädigt werden (Deutschland plant beispielsweise keine Ausschreibungen bei Kleinwasserkraft, PV unter 750 kW oder Biomasse unter 150 kW).

Vorbehalte zur Vergabe von Förderungen per Ausschreibung

1) Kleine und enge Märkte sind anfällig für Marktversagen

Ausschreibungen sind anfällig für eine Reihe von Fehlern. Diese Fehler entstehen vor allem in Märkten, in denen wenig Wettbewerb herrscht (wenige Anbieter, wenige Auktionsgüter,...). Durch intensive rechtliche und organisatorische Maßnahmen kann dem entgegengewirkt werden, ein Versagen jedoch de facto nicht verhindert werden.

Beispiel: Mit dem Jahr 2012 wurde der österreichische Regelenergiemarkt auf Ausschreibungen umgestellt. Die Kosten stiegen in der Folge um 100% von 100 Mio. Euro auf über 200 Mio. Euro dramatisch an, während die beschafften Energiemengen sich nur unwesentlich änderten. Die Gesamtkosten in Österreich liegen damit im Vergleich zu Deutschland und der Schweiz bei Berücksichtigung der Marktgröße bei 30% bzw. 50%. Begründet wird diese Veränderung im Wesentlichen durch die äußerst geringe Anbietervielfalt und aus der daraus resultierenden Erwartbarkeit des Bieterverhaltens der Teilnehmer.

Wenige Standorte sind verfügbar

Am Windenergiesektor ist in Österreich nur eine geringe Anzahl von Flächen für die Windenergie verfügbar (in Niederösterreich sind weniger als 1,5% der Landesfläche als Eignungszonen ausgewiesen; in der Steiermark sind lediglich 0,2% der Landesfläche als Vorrangzone ausgewiesen). Da potentielle Windstandorte in Österreich aufgrund der Topographie bereits relativ gut erschlossen sind, besteht hinsichtlich eines Wettbewerbs der Anbieter der „besten“ Standorte nur wenig Potential für Wettbewerb. Darüber hinaus gibt es zwar eine größere Anzahl von Projektbetreibern bzw. potentiellen Projektwerbern, allerdings auch eine äußerst ausgeprägte Dominanz weniger sehr großer Energieerzeuger, die hier Marktmacht ausüben könnten (siehe Regelenergiemarkt). Der Wettbewerb kann sich also nicht zwischen den günstigsten Standorten entfalten, sondern eher zwischen den Bietern, wobei die wenigen, größeren Anbieter hier aufgrund ihrer Finanzierungsvorteile bevorzugt wären.[14]

2) Ineffizienter Fördermitteleinsatz

Aufgrund der geringen Marktgröße und der wenigen Anbieter würde sich nur ein begrenzter Wettbewerb einstellen. Kurzfristig könnten die Preise sinken, längerfristig würden die Kosten durch die sinkende Teilnehmerzahl jedoch steigen. Wie bereits das EU Projekt „DIACORE“ zeigt, steigen bei Ausschreibungen außerdem die Risikokosten erheblich u.a. durch die Einpreisung des unsicheren Zuschlagsrisikos (dieses ist wiederum für kleinere Akteure noch schwerwiegender zu bewerten als für größere Anbieter). Wie das Projekt zeigt, steigen die Kapitalkosten bei der Vergabe von Fördermitteln per Ausschreibung um 100 Basispunkte im Vergleich zur Förderung ohne Ausschreibung. Die Gründe liegen vor allem in der höheren Risikoeinschätzung und dem Aufwand bei der Finanzierung was sich in der Folge natürlich in den Gesamtkosten niederschlägt. Auch Aufwände wie etwa die Hinterlegung von Sicherheiten müssen berücksichtigt werden. So fallen etwa laut deutschem EEG 2016 Kosten von ca. EUR 90.000 pro Windkraftanlage als Erstsicherheit an die dann auch Vorfinanzierung und hinterlegt werden müssen. Bei einer Windparkgröße von durchschnittlich 6 Anlagen in Deutschland sind das Kosten von rund EUR 450.000 (abhängig von der genauen Anlagengröße).

3) Niedrige Realisierungsrate

Wie internationale Beispiele mehrfach belegen, ist die Realisierungsrate bei Ausschreibungen für Windkraftanlagen (aber auch andere Technologien) niedrig bzw. sinkend.[1] Der Grund dafür liegt in der Tendenz, dass Anbieter sich gegenseitig unterbieten möchten um den Zuschlag für ein Projekt zu erhalten. Tendenziell unterschätzen die Bieter jedoch ihre eigenen Kosten. Dazu kommt durch den Kostendruck eine wesentlich niedrigere Toleranz gegenüber veränderten Rahmenbedingungen, die Kosten verursachen (Marktpreisverwerfungen, Netzkosten, regulatorische Aufwendungen, nachträgliche Auflagen usw.).

4) Niedrige Teilnehmervielfalt

Tendenziell bestehen Bedenken hinsichtlich des Marktzuganges durch Ausschreibungen. Von Seiten der Finanzierungsinstitute, aber auch in Studien und von Marktteilnehmern bestehen hier Vorbehalte. In Ländern wie

[14] Fraunhofer ISI (2016); Dia-core; Intelligent Energy Europe

Großbritannien, Frankreich, Südafrika oder Brasilien war genau dies der Fall. Insbesondere sehr große Anbieter aber auch integrierte Unternehmen (Energieversorger) können hier unfaire Kostenvorteile ausspielen, die den Wettbewerb einschränken (etwa durch günstigere Finanzierungskonditionen aufgrund einer staatlichen Beteiligung). Volkswirtschaftlich sinnvoll und für die Akzeptanz der Windenergie durch die Bevölkerung vor Ort entscheidend ist es jedoch, dass Unternehmen mit starkem Bezug zu Österreich und hoher heimischer Wertschöpfung Projekte realisieren können. Insbesondere bei niedrigem Teilnehmerfeld steigt die Ausnutzbarkeit des Systems durch wenige Akteure aber auch die Vorhersagbarkeit des Verhaltens der Akteure steigt und senkt somit den gewünschten Wettbewerb.

5) Innovationsrückgang

In der Realität zeigt sich, dass Länder mit Ausschreibungssystemen bisher wesentlich weniger innovativ und erfolgreich waren, als jene ohne. Bisher dominieren etwa Deutschland, Dänemark oder Japan sehr große Teile der Patente am Windkraftsektor. Dies war nicht durch den erheblichen Druck eines Ausschreibungsmodelles möglich, sondern aufgrund der Tatsache, dass Unternehmen eine marktübliche Rendite zugestanden wurde, die wiederum in Forschung, Entwicklung und Innovation investiert werden konnte.[1] Durch die massive Konzentration auf den Kostendruck werden zusätzliche Effekte die auch in der Richtlinie für erneuerbare Energien oder aber auch dem Ökostromgesetz festgeschrieben sind, die Technologieentwicklung, konterkariert.

Die jeweiligen Effekte können dabei wie Studien (siehe auch Hauser, 2016) sowohl zeitverzögert als auch in unterschiedlicher Ausprägung stattfinden (etwa eine Preisreduktion mit gleichzeitiger Reduktion der Anbieter und folgender Preiserhöhung aufgrund der niedrigen Anbietervielfalt).

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Faktoren kommt ein weiterer allgemeiner Faktor hinzu, das politische Risiko ist im Bereich der Energiewirtschaft größer, als in vielen anderen Bereichen. Entscheidungen wie ein Atomausstieg oder aber -Einstieg bzw. der Bau weiterer Atomkraftwerke eines einzelnen Landes haben erhebliche Auswirkungen auf den Strommarkt. Diese Entscheidungen sind eben stärker anlassbezogen und teilweise von individuellen politischen Entscheidungen abhängig und oftmals nicht rational. In Kombination mit den genannten Faktoren potenziert sich das Risiko durch den erheblichen Kostendruck der über Ausschreibungen entstehen kann erheblich. Das einzurechnende Risiko muss zwangsläufig bei der Finanzierung eingerechnet werden und wird jedenfalls nur ungenügend zurück in die Volkswirtschaft gespeist.

Die Literatur kennt rund 37 verschiedene „Designelemente“ für Ausschreibungen die kombiniert werden können um eine Ausschreibung zu gestalten. Es gibt Länder, die diese Elemente bei jeder Ausschreibungsrunde neu kombinieren und Länder, die das Design nicht wesentlich ändern. Im ersten Fall entsteht für alle Anbieter bei jeder Runde ein neuer, hoher Bedarf, sich auf die eigene und jene der Mitbewerber einzustellen (d.h. ein vollständig anderes Risikoprofil), im zweiten Fall besteht die Möglichkeit, dass einzelne Anbieter „lernen“ das Design strategisch auszunutzen. Je kleiner und enger ein Markt ist desto höher das entsprechende Risiko.

IG Windkraft Österreich
Tel.: 02742/21955-0
Mail: igw@igwindkraft.at
Web: www.igwindkraft.at