

**EIGENTUMSVERHÄLTNISSE DER (ERNEUERBAREN)
ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT & EFFIZIENZPOTENTIALE DER
ÖKOSTROMFÖRDERUNG IN ÖSTERREICH**

AM BEISPIEL WINDKRAFT

Josef THOMAN¹

¹ Arbeiterkammer Wien, Prinz-Eugen-Str 20-22, 1040 Wien, +43 1 501 65 2263, josef.thoman@akwien.at,
www.arbeiterkammer.at, blog.arbeit-wirtschaft.at

Einleitung

Der rasante Zuwachs von Strom aus erneuerbarer Energieträgern gilt als positives Beispiel für den ökologischen Umbau des Energiesystems. Sowohl in Deutschland als auch in Österreich wurden bzw. werden die Ausbauziele Erneuerbarer Energie in Summe erfüllt. Setzt sich diese Entwicklung fort werden auch die 2020-Ziele, sowie in Deutschland die längerfristigen Ziele (bis 2050) erreicht werden.²

Die Finanzierung des Ökostromausbaus erfolgt in beiden Ländern über eine von den StromverbraucherInnen finanzierte „Umlage“. In Deutschland bedeutet das konkret, dass für einen privaten Haushalt mit einem durchschnittlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh p.a. eine jährliche Belastung von rund 220 € (2016³) anfällt, in Österreich⁴ sind es rund 120 € (2016). Insgesamt entfallen rund 40% der gesamten Kosten auf private Haushalte, die aber nur rund ein Viertel des Stromverbrauches konsumieren. (Vgl. Ökostrombericht 2015, S 32 ff)

Wer profitiert von diesem System und werden die Mittel effizient eingesetzt?

Die StromverbraucherInnen finanzieren also die Renditen der Ökostrom-Anlageneigentümer. Nicht zuletzt aus verteilungspolitischer Sicht stellt sich damit die Frage: Wer sind die Anlageneigentümer? Und entspricht die Förderhöhe den gesetzlichen Vorgaben, wonach „die Mittel zur Förderung von erneuerbaren Energieträgern effizient einzusetzen“ werden (ÖSG 2012 § 4). Oder könnten die Ausbauziele auch mit geringerem Mitteleinsatz erreicht werden. Bzw. könnte mit dem gleichen Fördervolumen eine größere Menge an Ökostrom gefördert werden. Dieser Beitrag geht diesen beiden Fragen am Beispiel der Stromproduktion aus Windkraft in Österreich nach.

Tarife & Kostendynamik

Im ersten Teil dieses Beitrags werden die per Verordnung festgelegten Einspeisetarife mit den Ergebnissen unterschiedlicher Studien zu Stromgestehungskosten verglichen. Die jeweiligen Tarife werden anschließend mit den zusätzlich erzeugten Strommengen verknüpft. Daraus ergeben sich entsprechende Kostenpfade. So kann die (geschätzte) Kostendynamik der gewährten Tarife mit der Kostendynamik hypothetischer Tarifen aus den Studien verglichen werden. Die Analyse konzentriert sich dabei auf die „Boomjahre“ des Windkraftausbaus in Österreich von 2011 bis 2014.

Wer sind Eigentümer?

Im Zusammenhang mit dem Ökostrom-Ausbau wird oftmals das Diktum einer "Energiewende von unten" benutzt. Die Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen würden demnach von einer Vielzahl privater EigentümerInnen getätigt, weshalb die Energiewende von einer dezentralen und vielfältigen ErzeugerInnenstruktur geprägt ist. Die wirtschaftlichen Partizipationsmöglichkeiten von BürgerInnen und das emanzipatorische Potential der Energiewende scheinen entsprechend breit angelegt.

Entspricht das Bild von der Energiewende, das die erneuerbare Energieerzeugung in breiter BürgerInnenhand zeichnet, den aktuellen Entwicklungen? Findet die "dezentrale" erneuerbare Erzeugung tatsächlich ihr Spiegelbild in einer dezentralen EigentümerInnenstruktur mit einer entsprechend großen Anzahl von Unternehmen bzw. EigentümerInnen? Oder handelt es sich um einen konzentrierten Markt, mit wenigen Unternehmen und EigentümerInnen? Bei der Photovoltaik erscheint eine erste intuitive Antwort verhältnismäßig leicht: Es sind vorwiegend private Haushalte. Aber stimmt das überhaupt? Und fällt die Antwort auch bei den anderen Erzeugungsformen so aus?

² E-Control (2014) Ökostrombericht 2014; BDEW (2015) Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015)

³ TENNET, Presseausendung vom 15. Oktober 2015: <http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/eeg-umlage-2016-betaegt-6354-cent-pro-kilowattstunde.html>

⁴ Aufgrund des ohnehin bereits sehr hohen Anteils erneuerbarer Energie von rund 65 % am Gesamtstromverbrauch (inkl. Großwasserkraft) sind die Ausbauziele geringer. Dementsprechend niedriger sind Ausbauziele und Kosten.

Werden die Mittel effizient eingesetzt?

Förderungen sind notwendig um einen Wandel in der Stromproduktion herbeizuführen. Doch ist das bestehende Fördersystem effizient? In diesem Beitrag soll nicht das System als Ganzes, sehr wohl jedoch die Förderhöhe am Beispiel der Windkraft kritisch hinterfragt werden. Konkret: Wie stark ist das Volumen der Förderung von Windkraft in Österreich von überhöhten Einspeisetarifen getrieben.

Die hier durchgeführte Analyse bleibt auf Windkraft beschränkt. Grund dafür ist zum einen die Komplexität der Förderregime für andere Technologien (zb. Größen und Rohstoffabhängige Tarife im Bereich der Biomasse bzw. ein gemischtes System aus Investitions- und Einspeisetarifen im Bereich Kleinwasserkraft und Photovoltaik. Gleichzeitig spielt Windkraft mit einem Gesamtanteil von 39% des gesamten Ökostrom-Unterstützungsvolumens eine zentrale Rolle⁵.

Methodik

Exakten Informationen darüber welche Menge Windenergie im entsprechenden Jahr mit welchem Einspeisetarif gefördert werden gibt es nicht. Selbst wenn die Produktionsmengen einzelner Anlagen bekannt sind, ist eine Verknüpfung mit den Einspeisetarifen nur unter Annahmen möglich. Da die Höhe des Tarifs vom Zeitpunkt der Antragstellung und nicht von der Inbetriebnahme abhängig. Im Folgenden wird daher die Annahme getroffen, dass in einem Jahr zusätzlich produzierte Mengen auf eine zusätzliche, geförderte installierte Leistung zurückzuführen sind. Um die Kostendynamik abschätzen zu können wird diese Menge mit jenem Einspeisetarif⁶ verknüpft der für Anlagen gewährt wird, die im Vorjahr eine Förderung beantragt haben.

Anstelle der verordneten Einspeisetarife werden aber auch hypothetische Einspeisetarife - wie beispielsweise Stromgestehungskosten aus einschlägiger Literatur - herangezogen. Die unterschiedlichen Szenarien werden verglichen und Mehrkosten bzw. Einsparungspotentiale (ex-post) ermittelt.

Für die Analyse der Eigentumsverhältnisse wird anschließend mithilfe von „Firmen-Compass“⁷ der Compass-Verlag GmbH die Rechtsform und der aktuelle Eigentümer der einzelnen Anlagen ermittelt⁸. Mit der Verbindung dieser beiden Datenquellen wird der Anteil unterschiedlicher EigentümerInnen bzw. EigentümerInnengruppen nach produzierten Mengen dargestellt.

Ergebnis

Der Vergleich von verordneten Einspeisetarifen und einschlägigen Studien/Gutachten zeigt insbesondere für die Jahre 2012 bis 2014 Effizienzpotentiale auf. Allein in diesem Zeitraum sind aufgrund zu hoher Einspeisetarife nur im Bereich Windenergie geschätzte Kosten in der Höhe von mehreren Millionen Euro pro Jahr angefallen, die sich bis inkl. 2016 auf einen zwei- bis dreistelligen Millioneneurobetrag aufsummieren. Wären diese Mittel effizienter eingesetzt worden, hätte signifikant mehr Windenergie gefördert werden können.

Anhand der produzierten Windstrommengen nach Anlagenbetreiber zeigt sich die starke Konzentration des Windenergiemarktes in Österreich. Mehr als drei Viertel der gesamten geförderten Produktion (2014) erfolgte durch nur sieben Betreiber. Rund ein Drittel der Produktion entfällt auf EVUs, die mehrheitlich im Eigentum der öffentlichen Hand stehen, rund ein Viertel kann Unternehmen im Familienbesitz bzw mit nur wenigen EigentümerInnen zugeordnet werden und erhebliche Anteile entfallen auf Banken/Fonds. Nur etwas mehr als ein Viertel entfallen auf Unternehmen, bei denen man aufgrund des breiten Streubesitzes im weitesten Sinne von BürgerInnenbeteiligung sprechen kann.

⁵ Ökostrombericht 2015

⁶ ua Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012

⁷ www.compass.at

⁸ Über die Eigentümerstruktur der Erneuerbarer-Energie-Anlagen bzw. der Ökostromanlagen in Österreich liegen keinerlei Daten vor. Einzig der „Berichte aus Energie- und Umweltforschung 26/2014“ enthält eine Aufstellung über die Markakteure im Bereich Wind-Energie.

1. Tarife

Im ersten Teil dieses Beitrags werden die per Verordnung festgelegten Fördertarife (Einspeisetarife⁹) mit den Ergebnissen unterschiedlicher Studien/Gutachten zu den tatsächlichen Produktionskosten (Stromgestehungskosten) für elektrische Energie verglichen.

Stromgestehungskosten

Zu Berechnung von Stromgestehungskosten wird häufig auf die Methode der Levelized Costs of Energy (LCOE) oder ein ähnliches Konzept zurückgegriffen. „Der Grundgedanke dieser Methodik ist aus allen anfallenden Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Anlage eine Annuität (jährliche Durchschnittskosten) zu bilden und diese der durchschnittlichen jährlichen Stromerzeugung gegenüberzustellen¹⁰.

Berechnung der Stromgestehungskosten nach Fraunhofer ISE 2013 (S.36):

$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$	<p>LCOE Stromgestehungskosten in Euro/kWh</p> <p>I_0 Investitionsausgaben in Euro</p> <p>A_t Jährliche Gesamtkosten in Euro im Jahr t</p> <p>$M_{t,el}$ Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh</p> <p>i realer kalkulatorischer Zinssatz in %</p> <p>n wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren</p> <p>t Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ...n)</p>
---	---

Die Höhe der Stromgestehungskosten von Erzeugungstechnologien hängt im Wesentlichen von folgenden Parametern und deren Gewichtung ab¹¹:

- Errichtungskosten für Bau und Installation,
- Finanzierungsbedingungen (Eigenkapitalverzinsung und Finanzierungskosten von Fremdkapital),
- Volllaststunden (Standort- oder Marktbedingungen),
- Betriebskosten und Brennstoffkosten während der Nutzungszeit der Anlage,
- Lebensdauer der Anlage.

Der Einfluss der Errichtungskosten (Investitionen) auf die Kosten pro erzeugter Kilowattstunde (kWh) – die so genannten Stromgestehungskosten – unterscheidet sich bei den einzelnen Erzeugungstechnologien sehr stark. Bei brennstoffunabhängigen Anlagen wie Windenergieanlagen sind die Investitionskosten (inkl. Kapitalverzinsung) bzw. deren Amortisation über die Anlagen-Lebensdauer sowie jährliche Auslastung entscheidend. Bei brennstoffabhängigen Anlagen sind die Investitionskosten von geringerer Bedeutung für die tatsächlichen Stromgestehungskosten.

Aufgrund unterschiedlicher Zugänge bzw. Annahmen sind die kalkulierten Stromgestehungskosten nicht direkt mit den gesetzlichen Einspeisetarifen in Österreich vergleichbar. So wird beispielsweise für Stromgestehungskosten als Amortisationszeitraum die gesamte Lebensdauer der Anlage, meist 18 bis 20 Jahre, angenommen. In Österreich werden Einspeisetarife jedoch nur für 13 Jahre gewährt, dementsprechend kürzer wird er Amortisationszeitraum angenommen. Auch die Anlagengrößen können unterschiedlich sein. In den hier untersuchten Studien sowie im Gutachtend er E-Control wird jeweils die Durchschnittsgröße neu errichteter Anlagen geschätzt und zur Berechnung verwendet.

⁹ ua Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012

¹⁰ Vgl. AfEE 2014, Fraunhofer ISE 2013

¹¹ Fraunhofer ISE 2013

Für die Stromgestehungskosten wurden (neben den Gutachten der E-Control) folgende Studien herangezogen:

- Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik (2009) Anreize für konventionelle Kraftwerke 2009.
- Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik (2014) Die künftigen Kosten der Stromerzeugung.
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2010): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2013): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (2010): Leitstudie 2010
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. (2012): Schlussbericht 2012

Die in diesen Studien und in den Gutachten ermittelten Tarife werden im Folgenden auch als „hypothetische Tarife“ bezeichnet. Da aus den Studien der selben AutorInnen jeweils Zeitreihen gebildet werden, werden diese im Folgenden auch als jeweils als eine Studie genannt.

Einspeisetarife laut gesetzlichen Vorgaben

Gemäß Ökostromgesetz 2012 (§4) müssen die gesetzlich festgelegten Einspeisetarife folgenden Grundsätzen entsprechen¹²:

- Förderung von effizienten Technologien
- Effizienter Einsatz der Fördermittel,
- Erreichung der Marktreife der Technologien.

Neben der Art der Vergütungsgrundlage (in das öffentliche Netz eingespeiste Ökostrommengen) wird zudem die Dauer der Förderung für Windkraftanlagen (und andere rohstoffunabhängige Anlagen) mit 13 Jahren festgelegt (§16). Außerdem wird vorgeschrieben, dass die Tarife für jedes Kalenderjahr per Verordnung gesondert zu bestimmen sind bzw andernfalls ein Abschlag in der Höhe 1% greift (§19).

Für die Festlegung der Höhe der Einspeisetarife werden in §20 des Ökostromgesetzes 2012 ua folgende Kriterien festgelegt:

- *die Tarife haben sich an den durchschnittlichen Produktionskosten von kosteneffizienten Anlagen, die dem Stand der Technik entsprechen, zu orientieren; (ÖSG 2012, §20 Abs. 1(2))*
- *durch die Preisbestimmung ist sicherzustellen, dass sich die Förderungen an den effizientesten Standorten zu orientieren haben und die Möglichkeit einer Maximierung der Tariffhöhe durch eine Aufteilung in mehrere Anlagen ausgeschlossen ist; (ÖSG 2012, §20 Abs. 1(5))*
- *Bei der Ermittlung der durchschnittlichen Produktionskosten ist auf ein rationell geführtes Unternehmen abzustellen, welches die Anlage zu Finanzmarktbedingungen sowie unter Berücksichtigung anderer Finanzierungsoptionen finanziert. Zu berücksichtigen sind die Lebensdauer, die Investitionskosten, die Betriebskosten, die angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals und die jährlich erzeugten Mengen an elektrischer Energie. Bei der Erhebung dieser Kosten sind nationale sowie internationale Erfahrungen zu berücksichtigen. (ÖSG 2012, §20 Abs. 5)*

Die gesetzlichen Einspeisetarife zielen also darauf ab, dass die Investitionskosten inklusiver einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals und die laufenden Betriebskosten vollständig amortisiert wird. Wobei der Zeitraum nicht durch die Lebensdauer der Anlagen bestimmt wird sondern mit 13 Jahren (bzw. 15 Jahren für rohstoffabhängige Technologien) gesetzlich festgelegt wurde.

¹² Vgl. E-Control Gutachten 2015

Empfohlene Tarife laut E-Control-Gutachten¹³

Entsprechend der gesetzlichen Vorgaben wurde in den Gutachten E-Control zur Festlegung der Einspeisetarife „die Berechnung der Erzeugungskosten für die einzelnen Ökostromtechnologien mit einer Investitionsrechnung unter der Anwendung der Annuitätenmethode durchgeführt.“ Dabei werden „einmalige sowie periodische Zahlungen in durchschnittliche jährliche Zahlungen umgerechnet und so die Kosten pro erzeugter Energieeinheit bestimmt.“¹⁴

Um Berechnungen durchführen zu können muss die Amortationsdauer, die Höhe der Investitionen und der Betriebskosten sowie die Kapitalverzinsung festgelegt bzw. angenommen werden.

- **Amortationsdauer:** Entsprechend dem Ökostromgesetz wird für die Berechnungen im Gutachten ein Amortationszeitraum von 13 Jahren angenommen. Wobei der Restwert der Anlage nach diesem Zeitraum mit Null angenommen wird. Dh. die Tarife werden so berechnet, dass alle Kosten inkl. Kapitalverzinsung innerhalb dieser 13 Jahre abgegolten werden.
- **Investitions- und Betriebskosten:** Die Gutachter verfügen über keine gesetzlichen Möglichkeiten die tatsächlichen Kosten der Anlagen zu erheben. Ein Auskunfts- und Einsichtsrecht in die Kostenrechnung der Unternehmen wie es etwa das Elektrizitäts- und – Organisationsgesetz (EIWOG 2010 §10) vorsieht gibt es nicht. Die tatsächliche Kostenentwicklung der Investitionen und Betriebskosten von Windkraftanlagen sind den Gutachtern daher nicht bekannt. Kosten müssen dementsprechend aus Literaturstudium gewonnen bzw. geschätzt werden.
- **Kalkulationszinssatz:** Die Kapitalverzinsung wird von den Gutachtern mit 6% jährlich (inkl. Geldentwertung) angenommen. Der Zinssatz orientiert sich dabei an die im Ökostromgesetz 2012 (§24 (4)) angesetzten Verzinsung bei der Berechnung von Investitionsbeihilfen. Der Zinssatz blieb damit trotz veränderter Rahmenbedingungen seit Beginn der Ökostromförderung (2009) unverändert¹⁵. Die tatsächliche Finanzierungsstruktur, also das Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital sowie die entsprechenden Kapitalkosten bei der Errichtung und dem Betrieb von Windstromanlagen werden nicht näher diskutiert. Dementsprechend kann auch die Angemessenheit¹⁶ des gewählten Zinssatzes nicht direkt überprüft werden. Von W.E.B. Windenergie veröffentlichte Zahlen lassen jedenfalls darauf schließen, dass schon mit einem kalkulatorischen Zinssatz von rund 5,24% Eigenkapitalrenditen in der Höhe von über 7% erzielt werden können. Fraunhofer ISE (2013)¹⁷ geht bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 5,9% von einer Eigenkapitalrendite von 9,0% aus.

Vergleich der Ergebnisse aus unterschiedlichen Quellen

Das bedeutet die Einspeisetarife werden mit dem Ziel festgelegt alle zur Stromproduktion notwendigen Kosten innerhalb des Förderzeitraums (13 Jahre) abzudecken. Die im Gutachten empfohlenen Einspeisetarife sind damit ebenso wie die tatsächlich gewährten Tarife mit Stromgestehungskosten vergleichbar.

¹³ Verfügbar unter: https://www.wko.at/Content.Node/Interessenvertretung/Umwelt-und-Energie/-Positionen-/Gutachten-Oekostrom-Einspeisetarife-2016-17-ohne-NFT_final_2.pdf

¹⁴ E-Control (2015) Gutachten zu den Einspeisetarifen gemäß Ökostromgesetz für die Jahre 2016 und 201, siehe FN 13

¹⁵ In der Strom- und Gasnetzregulierung wird bei der Festlegung der Netztarife ein vergangenheitsorientierter Ansatz gewählt. Der Zinssatz wird aus Durchschnittswerten der Vergangenheit errechnet (4,72% auf Fremd- und 8,96% auf Eigenkapital) und beträgt zur Zeit 6,42%. Dabei wird ein Fremd- zu Eigenkapitalverhältnis von 60:40 unterstellt, weicht ein Unternehmen zu weit von diesem ab kommt ein deutlich geringerer Zinssatz zur Anwendung.

¹⁶ Von W.E.B. Windenergie veröffentlichte Zahlen lassen auf eine Eigenkapitalquote von 25%-30% sowie eine Eigenkapitalverzinsung von rund 7,1% bis 7,8% schließen. Zudem konnte W.E.B. 10-Jahres-Anleihen mit einer Verzinsung von 4,4% erfolgreich platzieren. Daraus würde sich eine Kapitalverzinsung von 5,24% ergeben. <https://www.windenergie.at/MEDIA/Aktienanalyse%20-%20WEB%20Windenergie%20-%2031.12.2014.pdf>

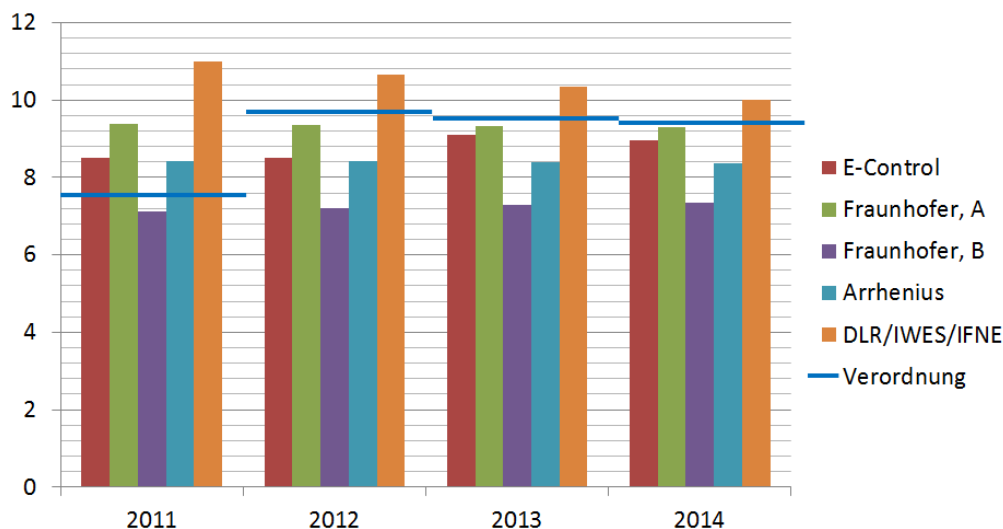
¹⁷ Fraunhofer ISE (2013): S.11; Eigenkapitalquote: 30%, Fremdkapitalzins 4,5%

Um eine Vergleichbarkeit herzustellen müssen die Ergebnisse aus den Studien jedoch normalisiert werden. Die gemäß Ökostromgesetz gewährten Einspeisetarife haben eine Laufzeit von 13 Jahren. Dementsprechend wird auch bei der Erstellung des Gutachtens durch die E-Control mit einer Abschreibedauer von 13 Jahren gerechnet. Die hier zitierten Studien aus Deutschland gehen jedoch von einer deutlich längeren Lebenszeit der Anlagen aus und rechnen daher mit längeren Abschreibedauern von 18-20 Jahren. Um die Vergleichbarkeit zwischen den unterschiedlichen Quellen zu gewährleisten wurden die Tarife daher auf eine Abschreibedauer von 13 Jahren normalisiert. Darüber hinaus wurde die Kosten für den Netzanschluss (in Österreich durch den Errichter/Betreiber zu bezahlen) mitberücksichtigt. Alle anderen Annahmen zur Berechnung der normalisierten Werte werden aus den Studien entnommen¹⁸.

Insbesondere die Veränderung des Zeitraums hat zentrale Auswirkungen auf die Höhe der Tarife. Die Reduktion der Abschreibedauer auf nur 13 Jahre bedeutet, dass die Investitionskosten in einem wesentlich kürzeren Zeitraum amortisiert werden müssen¹⁹.

Tabelle 1 im Anhang zeigt die Höhe der gesetzlich verordneten Einspeisetarife²⁰, die in den entsprechenden E-Control-Gutachten vorgeschlagene Tarife, sowie die Ergebnisse unterschiedlicher Studien zu Stromgestehungskosten. Wie aus den Grafiken 1a und 1b ersichtlich lagen die Einspeisetarife für Windkraftanlagen die 2011 ihren Betrieb aufnahmen unter den in vier von fünf Studien/Vergleichsszenarien ermittelten Stromgestehungskosten. In den darauf folgenden Jahren dreht sich dieser Zusammenhang jedoch um. Die in den Jahren 2012, 2013 und 2014 gewährten Einspeisetarife übersteigen in vier von fünf Fällen die berechneten Stromgestehungskosten deutlich. Der verordnete Tarif liegt dabei um 2% bis 35% höher als die Stromgestehungskosten in den entsprechenden Szenarien. In allen vier Jahren liegen die Stromgestehungskosten der Leitstudie 2010 (DLR/IWES/IFNE) über den gewährten Einspeisetarifen. Insgesamt ist die Bandbreite der errechneten Stromgestehungskosten enorm, sie reichen von 7,1 Cent/kWh (Fraunhofer-Szenario B für das Jahr 2011) bis zu 11 Cent/kWh (DLR/IWES/IFNE, 2011). Der jährliche Durchschnittswert (inkl. verordnete Tarife) reicht dabei von 8,7 Cent/kWh im Jahr 2011 bis 9,0 Cent/kWh im Jahr 2014.

Abb. 1a: Einspeisetarife und Stromgestehungskosten in Cent/kWh



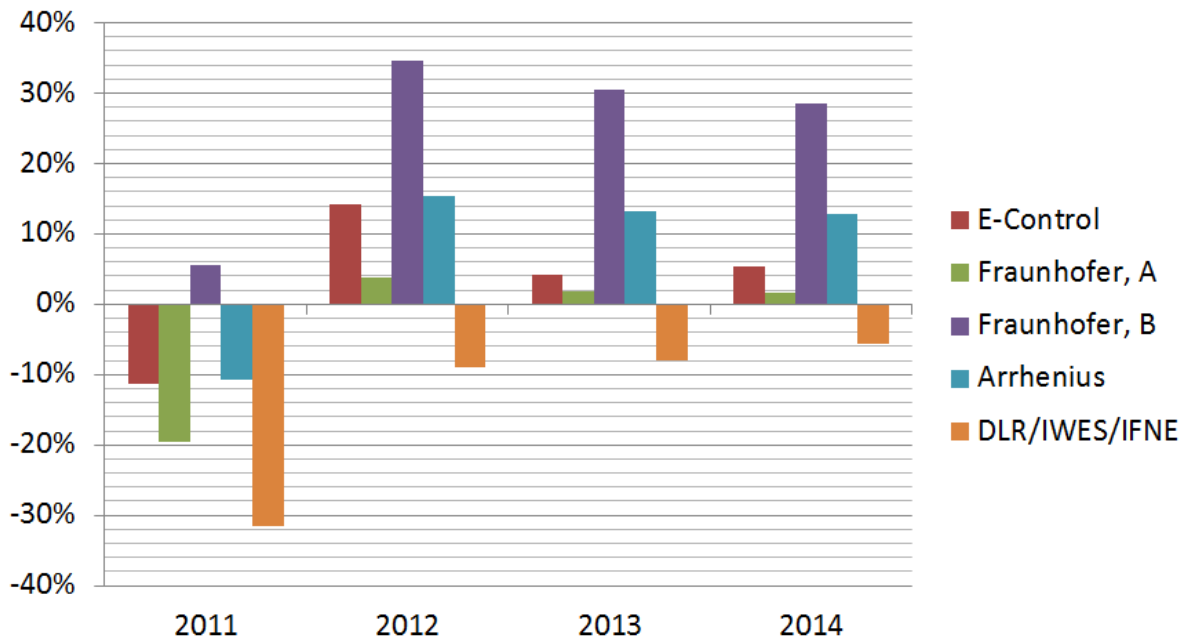
Quelle: jeweilige Studie bzw. Gutachten, Einspeisetarifverordnungen, eigene Berechnungen (Normierung)

¹⁸ Im Fall von Arrhenius 2009/2010 konnten nicht alle Annahmen den Studien entnommen werden, als Ersatz wurden daher teilweise Annahmen aus dem E-Control-Gutachten übernommen.

¹⁹ Grundsätzlich kann aber von einer längeren Anlagenlebensdauer ausgegangen werden. In den hier zitierten Studien wird beispielsweise von einer Lebensdauer von 18 bis 20 Jahren ausgegangen. Übersteigen die Verkaufserlöse (am Markt) nach Ablauf der 13jährigen Förderperiode laufenden Betriebskosten so können Investoren in Summe Renditen erzielen die über dem Kalkulationszinssatz liegen.

²⁰ Die per Verordnung festgelegten Tarife beziehen sich stets auf den Zeitpunkt des Vertragsabschluss im betreffenden Jahr. Zb. mit der Einspeisetarifverordnung 2009 wurden die Tarife für alle Anlagen die 2009 mit der OeMAG einen Vertrag abgeschlossen haben festgelegt. In den hier dargestellten Tabelle/Abbildungen scheinen die Tarife ein Jahr später auf, da davon ausgegangen wird, dass die Anlagen erst im Jahr nach dem Vertragsabschluss Strom einspeisen.

Abb. 1b: Abweichung des verordneten Tarifs von den Studienergebnissen in %

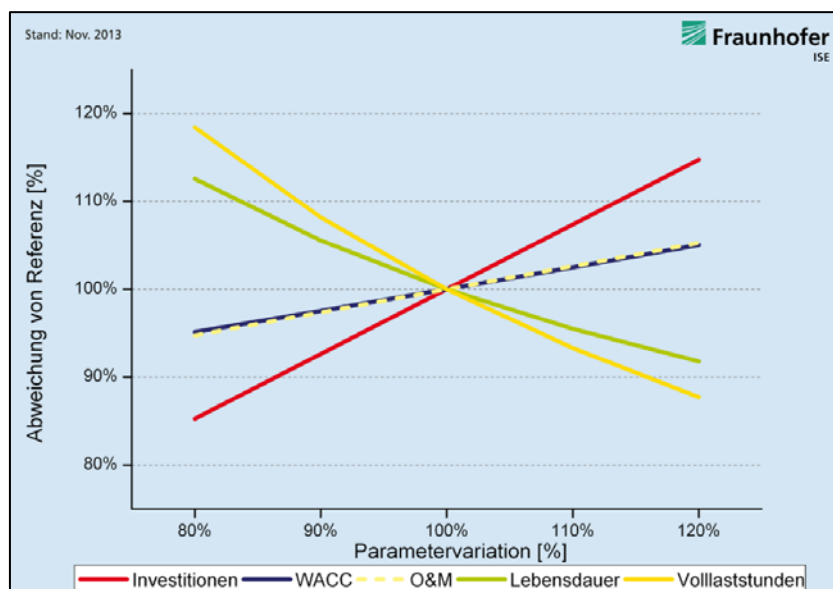


Quelle: jeweilige Studie bzw. Gutachten, Einspeisetarifverordnungen, eigene Berechnungen (Normierung)

Die große Varianz in der Berechnung der Stromgestehungskosten für Windkraftanlagen lässt sich durch die enorme Sensitivität der Berechnung und das mangelnde Wissen über die tatsächliche Höhe entscheidender Inputparameter erklären.

Die folgende Abbildung zeigt die Auswirkungen der Veränderung einzelner Parameter auf das Berechnungsergebnis.

Abb 2: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse nach Fraunhofer ISE 2013:



Quelle: Fraunhofer ISE 2013, Onshore-WEA mit 2000 Volllaststunden, spezifische Investition von 1400 Euro/kW.

Wirkung abweichender Einspeisetarife

Der Vergleich lässt den Schluss zu, dass Anlagen die 2011 ihren Betrieb aufgenommen zu geringe Einspeisetarife gewährt wurden. Gemäß den Annahmen reichen diese nicht aus um die Gesamtkosten der Anlage (inkl Rendite) innerhalb des Förderzeitraums von 13 Jahren vollständig abzudecken. Unter den gegebenen Annahmen lag die Kapitalverzinsung damit unter dem geplanten Niveau von 6% p.a..

Umgekehrt wurde in den darauffolgenden Jahren Einspeisetarife gewährt die deutlich über den von im E-Control-Gutachten empfohlenen bzw in den Studien errechneten Stromgestehungskosten lagen. Dementsprechend wird für Anlagen die in diesen Jahren den Betrieb aufgenommen ein überhöhter Tarif gewährt. Die Kapitalverzinsung liegt dementsprechend über dem Wert von 6% p.a..

2. Kostendynamik

In einem nächsten Schritt wird nun die Kostendynamik der gewährten Einspeisetarife mit jener der „hypothetischen“ Tarife aus den vier Studien verglichen. Für die Berechnung dieser unterschiedlichen Kostendynamiken müssen die geförderten Strommengen mit den entsprechenden Tarifen verknüpft werden. Die Analyse konzentriert sich dabei auf die „Boomjahre“ des Windkraftausbaus in Österreich von 2011 bis 2014. In diesem Zeitraum hat sich die installierte geförderter Windkraftanlagen auf knapp 1.981 MW mehr als verdoppelt. 2014 wurden damit in Summe 3.640 GWh an Windenergie in das öffentliche Netz eingespeist.²¹

Methodik

Exakten Informationen darüber welche Mengen Windenergie im entsprechenden Jahr mit welchem Einspeisetarif gefördert werden gibt es nicht. Selbst wenn die Produktionsmengen einzelner Anlagen bekannt sind, ist eine Verknüpfung mit den Einspeisetarifen nur unter Annahmen möglich. Grund dafür ist, dass die Höhe des Tarifs vom Zeitpunkt der Antragstellung und nicht von der Inbetriebnahme abhängt. Im Folgenden wird daher die Annahme getroffen, dass in einem Jahr zusätzlich produzierte Mengen auf eine zusätzliche, geförderte installierte Leistung zurückzuführen sind. Um die Kostendynamik abschätzen zu können wird diese Menge mit jenem Einspeisetarif²² verknüpft der für Anlagen gewährt wird, die im Vorjahr eine Förderung beantragt haben.

Um den Effekt witterungsbedingter Schwankungen zu reduzieren wird zunächst eine Normalisierung der Daten vorgenommen. Anhand der Methodik von Statistik Austria (gem. Erneuerbaren Richtlinie) wird der Wert für die installierte Kapazität²³ und anschließend jener für die produzierten Strommengen²⁴ normalisiert. Damit erhält man jährliche Stromproduktionsmengen die sich aus durchschnittlichen Vollaststunden mehrere Jahre und dem gleitenden Durchschnitt der installierten Leistung errechnen. Die verwendeten jährlichen Stromproduktionsmengen resultieren damit aus einer vorsichtigen Schätzung, die tatsächliche Produktion wird daher tendenziell unterschätzt.

Unter der Annahme, dass zusätzlich produzierte Mengen auf eine zusätzliche, geförderte installierte Leistung zurückzuführen sind, werden nun in Kombination mit den gesetzlichen Einspeisetarifen²⁵ die Kostenpfade unterschiedlicher Tarife berechnet.

Abbildung 2 zeigt die durch die zusätzlichen Mengen im jeweils ersten Jahr entstandenen Kosten.

²¹ Ökostromberichte 2012-2015

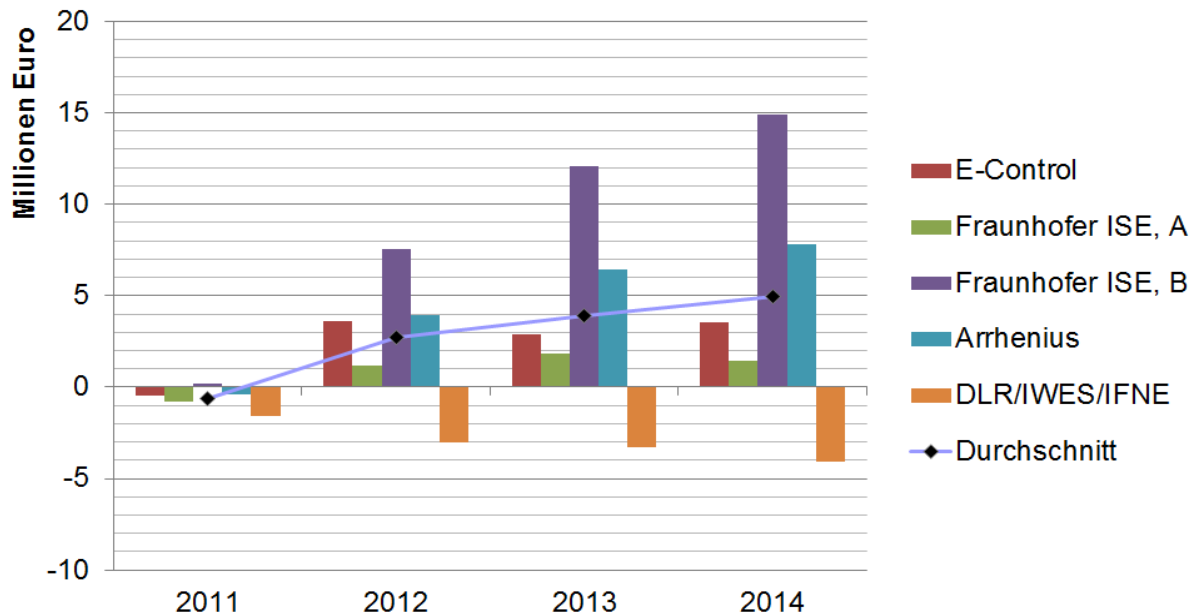
²² ua Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012

²³ Durchschnittswert der installierten Leistung in t und t-1

²⁴ durchschnittliche installierte Leistung von t und t-1 multipliziert mit den durchschnittlichen Vollaststunden des entsprechenden - und der vergangenen vier Jahre (t bis t-4)

²⁵ ua Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012

Abb 3: Kostenabweichung durch neue Anlagen (mit von Stromgestehungskosten abweichenden Einspeisetarifen) im ersten Jahr



Quelle: jeweilige Studie bzw. Gutachten, Einspeisetarifverordnungen, eigene Berechnungen (Normierung)

Die Kosten neuer Anlagen im ersten Jahr

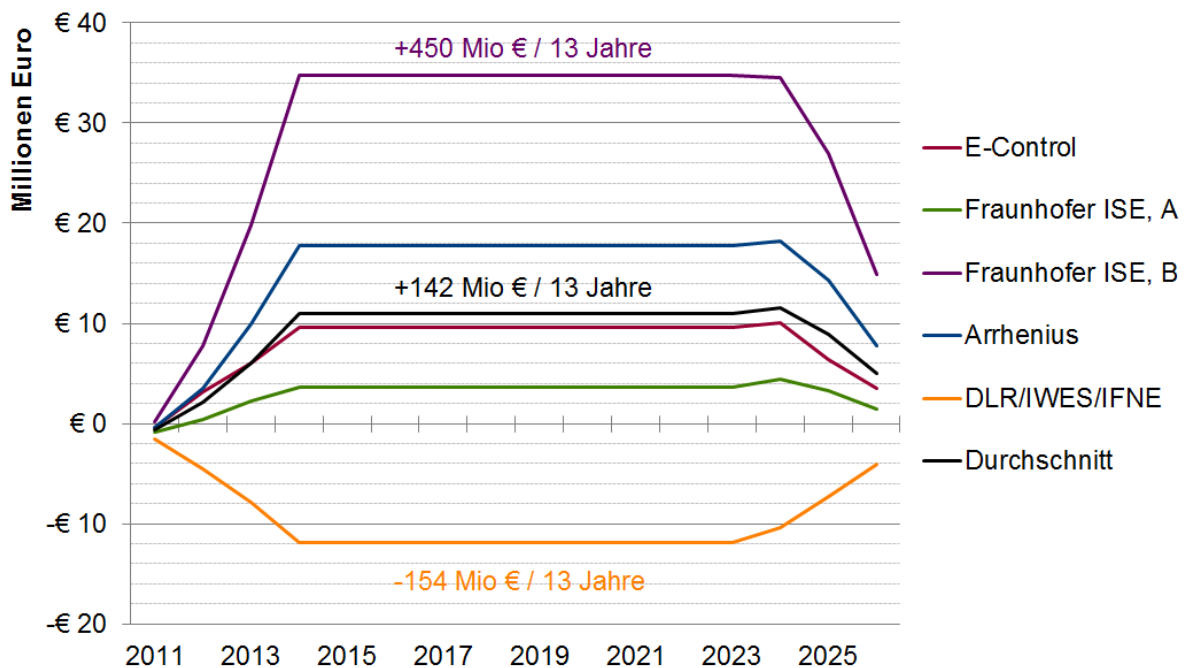
Im Jahr 2011 lagen die gewährten Einspeisetarife für neue Anlagen unter den in vier von fünf Szenarien geschätzten Entstehungskosten. Dementsprechend wurden zwischen 0,4 und 1,5 Mio. Euro weniger an Förderungen ausgeschüttet als (zum Erreichen der entsprechenden Kapitalverzinsung) notwendig gewesen wäre. In den darauffolgenden Jahren kehrt sich die Tendenz um. Vier von fünf Vergleichsstudien gehen davon aus, dass die Stromgestehungskosten ab 2012 deutlich geringer sind als die tatsächlich gewährten Tarife. Demnach verursachten neue Anlagen aufgrund überhöhter Einspeisetarife – je nach Vergleichsstudie - allein in ihrem ersten Betriebsjahr, also 2012 1,2 Mio Euro (Fraunhofer ISE, A) bis 7,6 Mio Euro (Fraunhofer ISE, B) an Mehrkosten. In den darauffolgenden Jahren bleibt die Differenz zwischen gewährten Einspeisetarifen und Stromgestehungskosten bestehen. Die höheren Kosten (neuer Anlagen im ersten Jahr) sind zum Teil jedoch aufgrund der starken Zuwachsraten an installierter Leistung deutlich höher. Dieser Effekt wird auch dadurch verstärkt, dass das ÖSG 2012 einen Wartelistenabbau vorsah. Es wurden zusätzlich 80 Mio Euro an Mitteln für die Förderung von Windkraftanlagen²⁶ zur Verfügung gestellt. Im Jahr 2014 verursachen neue Anlagen allein in ihrem ersten Betriebsjahr somit Mehrkosten von 1,4 bis 15 Mio Euro. Einzig die Ergebnisse der Leitstudie 2010 (DLR/IWES/IFNE) deuten in eine andere Richtung (Vgl. Kapitel 1).

Kostendynamik über die Förderperiode

Der gewährte Fördertarif gilt für die volle Förderperiode einer Anlage, also 13 Jahre. Dementsprechend hat die Höhe der festgelegten Einspeisetarife auch längerfristige Auswirkungen auf die Förderkosten bzw das Fördervolumen. Oder anders ausgedrückt: Überhöhte Fördertarife für neue Anlagen wirken nicht nur in jenem Jahr in dem die Anlage ihre Produktion aufnimmt sondern sind 13 Jahre lang mit Kosten verbunden. Abbildung 4 zeigt wie sich die Tarife die für Neuanlagen der Jahre 2011 bis 2014 festgelegt wurden mittelfristig auswirken.

²⁶ Die gesonderten Tarife idHv 0,095€/KWh bzw 0,097€/kWh wurden für die Berechnung berücksichtigt. Es wurde unterstellt, dass ein Viertel der durch diese Mittel geförderten Anlagen im Jahr 2012, die Hälfte im Jahr 2013 und ein weiteres Viertel 2015 ihren Vollbetrieb aufnahmen.(Die Anlagen müssen innerhalb von 36 Monaten nach Vertragsabschluss an das Netz gehen)

Abb 4: Jährliche Kostenabweichung der Einspeisetarife gegenüber Stromgestehungskosten



Quelle: E-Control, BMWFW, entsprechende Studien, eigene Berechnungen

Bis 2014 summieren sich die Kosten aufgrund „überhöhter“ Einspeisetarife auf rund 11 Mio Euro jährlich (Durchschnittswert) auf. In der Maximalvariante, dem Vergleich mit den Stromgestehungskosten nach Fraunhofer ISE (Szenario B) sind es sogar knapp 35 Mio Euro jährlich. Im Jahr 2024 fallen die Anlagen welche 2011 ans Netz gingen aus der Förderung. Die Einspeisetarife jener Anlagen die 2011 an das Netz gingen lagen unter den tatsächlichen Stromgestehungskosten. Sie haben also einen kostendempfähenden Effekt (Sichtbar an den negativen Werten 2011). Im Jahr 2023 endet ihre Förderung. Dementsprechend fehlt der kostendämpfende Effekt im Jahr 2024 und die Zusatzkosten steigen noch etwas an. In den folgenden Jahren fallen auch die Neuanlagen aus den Jahren 2012 bis 2014 aus der Förderung und die überhöhten Kosten gehen gegen Null.

In Summe (2011 bis 2026) verursachen die für Neuanlagen der Jahre 2011 bis 2014 gewährten Einspeisetarife Zusatzkosten von über 142 Mio Euro (Durchschnittswert). Gegenüber den von Fraunhofer ISE (Szenario B) geschätzten Stromgestehungskosten wurden damit 450 Mio Euro mehr ausgegeben als notwendig gewesen wäre. Durchschnittlich sind allein bis heute, also zwischen 2011 und 2015 bereits 29 Mio Euro mehr an Förderungen gezahlt worden als notwendig gewesen wäre.

Bei dieser Betrachtung darf nicht vergessen werden, dass nur die Kosten der Einspeisetarife die für Anlagen die zwischen 2011 und 2014 ihren Betrieb aufnahmen berücksichtigt wurden. Anlagen die vor 2011 oder nach 2014 an das Netz gingen bzw gehen blieben völlig unberücksichtigt.

Die Bandbreite der Ergebnisse und die Sensitivität in der Berechnung von Stromgestehungskosten bzw Einspeisetarifen lässt es nicht zu ein exakte numerische Bewertung durchzuführen. Der Vergleich zwischen Stromgestehungskosten aus vier von fünf Szenarien und den gesetzlich gewährten Tarifen legt jedoch den Schluss nahe, dass zwischen 2012 und 2014 überhöhte Tarife gewährt wurden. Die Kosten dafür betragen demnach mehrere Millionen Euro jährlich und summieren über die Jahre auf einen dreistelligen Millionenbetrag auf. Diese Kosten lassen sich dementsprechend als Kosten einer ineffizienten Förderung interpretieren. Hätten diese Mittel doch dafür eingesetzt werden können eine erheblich größere Mengen an Ökostrom zu fördern.

3. Alternative Ausbaupfade

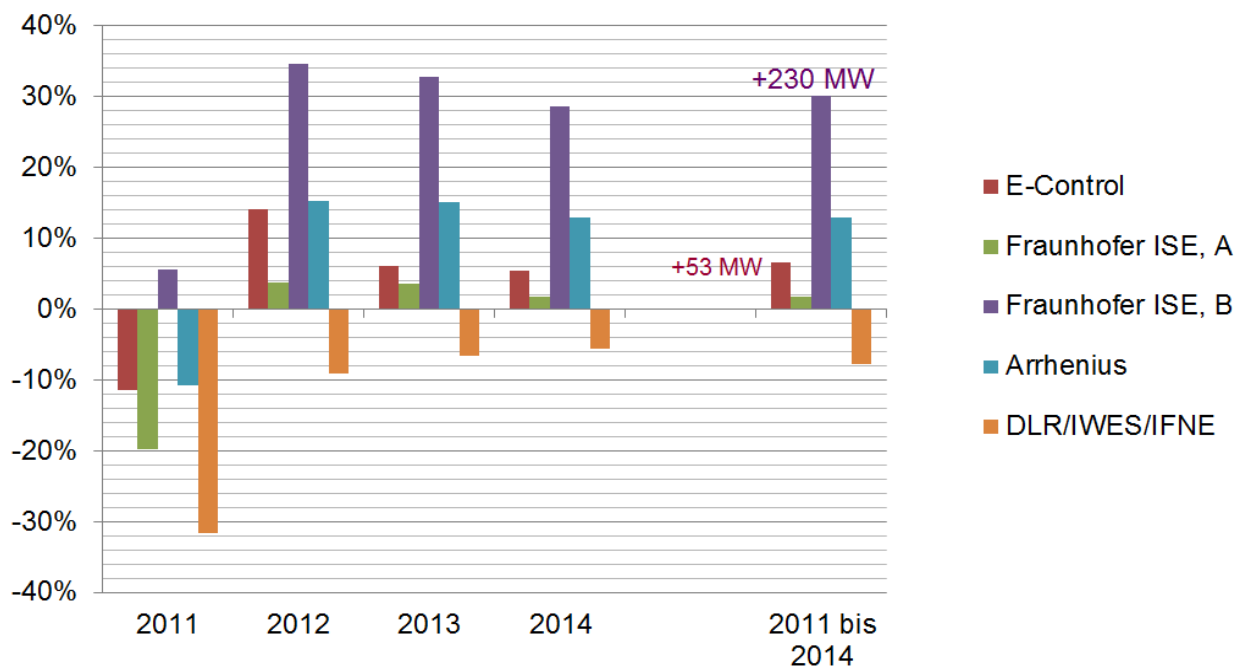
Die hier zitierten Studienergebnisse (Vgl. Kapitel 1) lassen darauf schließen, dass schon mit geringeren Einspeisetarifen ausreichend Anreize zum Bau und Betrieb von Windenergieanlagen gesetzt werden können. Es stellt sich daher die Frage wieviel mehr Strom gefördert hätte werden können bzw wieviel mehr Anlagen damit errichtet werden hätten können. Die folgenden Berechnungen gehen von Einspeisetarifen aus, die den Studienergebnissen entsprechend ausgestaltet sind.

Installierte Leistung

Ausgehend von dem selben Fördervolumen²⁷ führen vier von fünf Szenarien zu einem deutlich höheren Windkraftausbau. Die Bandbreite reicht dabei von 14 MW (+2%; Fraunhofer ISE A) bis 230 MW (+39%; Fraunhofer ISE B) mehr installierte Leistung im Jahr 2014. Im Durchschnitt entspricht dies einem Effizienzpotential von zusätzlich 83 MW oder 11% mehr zusätzlicher Leistung im Jahr 2014. Demnach hätten also wesentlich mehr Anlagen errichtet werden können. Die (Warte-)Liste jener Anlagen die nicht gefördert werden konnten wäre entsprechend kürze

Einzig die Ergebnisse der Leitstudie 2010 deuten freilich auch hier in eine andere Richtung. Ein dieser Studie entsprechender Tarif hätte nur einen um 8% bzw. 60 MW geringeren Zubau ermöglicht.

Abb 5: Abweichung des Leistungszubaus bei alternativen Tarifen in % der tatsächlich zugebauten Leistung



Quelle: E-Control, BMWFW, entsprechende Studien, eigene Berechnungen

Produzierte Mengen

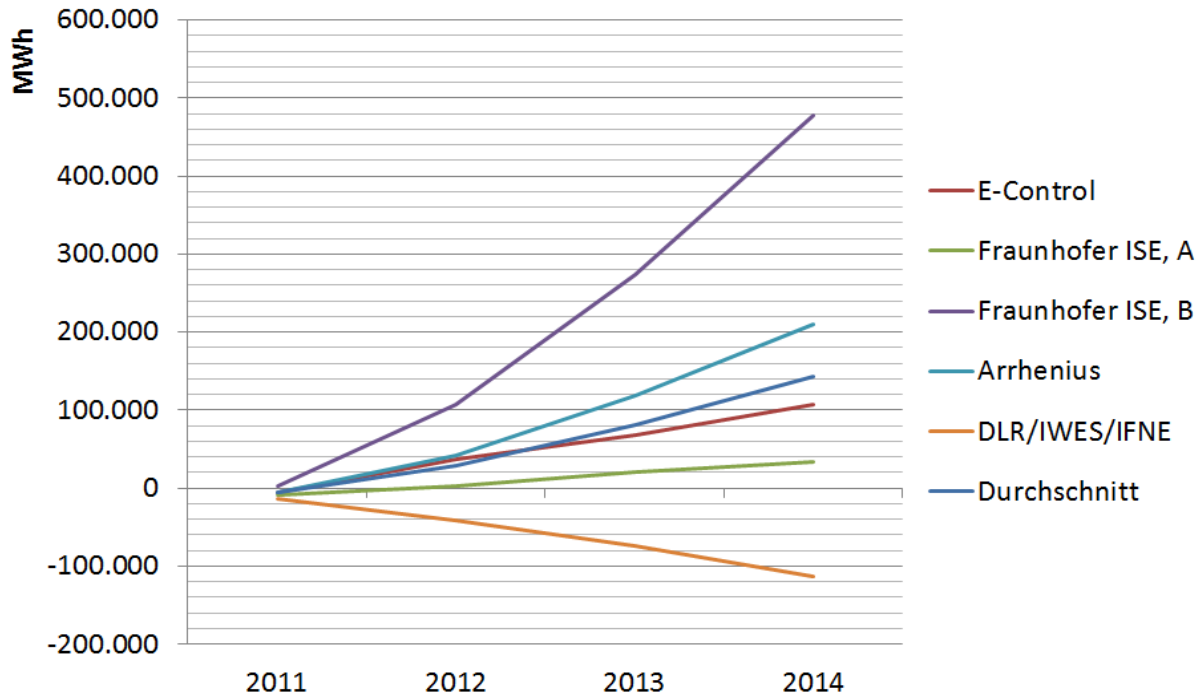
Analog zur installierten Leistung hätten geringere Einspeisetarife auch die Förderung deutlich höherer Strommengen ermöglicht. Im Jahr 2014 hätten demnach 34 GWh (+2%, Fraunhofer ISE, A) bis 480 GWh (+31% Fraunhofer, ISE B) mehr erzeugt und gefördert werden können. Durchschnittlich hätten so im Jahr 2014 um 9% oder rund 143GWh²⁸ mehr Strom produziert werden können als tatsächlich gefördert wurde.

²⁷ zusätzliches jährliches Fördervolumen gem. ÖSG 2012 inkl einmalig 80 Mio Euro für Wartelistenabbau

²⁸ Entspricht dem durchschnittlichen jährlichen Jahresverbrauch (3.500kWh) von knapp 49.000 Haushalten (entspricht etwa der Anzahl an Haushalten in der Stadt Klagenfurt)

Wäre, gemäß den Ergebnissen der Leitstudie 2010 (DLR/IWES/IFNE) ein höher Einspeisetarif gewährt worden, so wäre deutlich weniger Windstrom produziert worden (-114 GWh bzw -7% im Jahr 2014).

Abb 6: Abweichung der förderbaren Strommengen bei alternativen Tarifen in MWh



Quelle: E-Control, BMWFW, entsprechende Studien, eigene Berechnungen

4. Eigentumsverhältnisse

Auf der Verliererseite überhöhter Tarife stehen nicht nur die StromverbraucherInnen welche für den die Förderkosten aufkommen und mit immer höheren Kosten²⁹ konfrontiert sind. Auch jene Anlagenbetreiber die aufgrund bereits ausgeschöpfter Mittel nicht mehr zum Zug kommen und mit der Warteliste Vorlieb nehmen müssen sind die Verlierer hoher Einspeisetarife. Das ist besonders dann bedenklich wenn Anlagen mit vergleichsweise hohen Kosten zum Zug kommen, während kosteneffiziente Projekte nicht mehr gefördert werden können.

Doch wer profitiert von den Einspeisetarifen? Wer sind die Anlagenbetreiber, die bei hohen bzw überhöhter Tarife mit entsprechenden Gewinnmargen rechnen dürfen. Im politischen Diskurs wird für den Ökostrom-Ausbau oftmals das Diktum einer "Energiewende von unten" benutzt. Die Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen würden demnach von einer Vielzahl privater EigentümerInnen getätigt, weshalb die Energiewende von einer dezentralen und vielfältigen ErzeugerInnenstruktur geprägt ist. Die wirtschaftlichen Partizipationsmöglichkeiten von BürgerInnen und das emanzipatorische Potential der Energiewende scheinen entsprechend breit angelegt. Damit würde auch eine breite Schicht an Personen von hohen Tarifen direkt finanziell profitieren.

Doch entspricht das Bild von der Energiewende, das die erneuerbare Energieerzeugung in breiter BürgerInnenhand zeichnet, den aktuellen Entwicklungen? Findet die "dezentrale" erneuerbare Erzeugung tatsächlich ihr Spiegelbild in einer dezentralen EigentümerInnenstruktur mit einer entsprechend großen Anzahl von Unternehmen bzw EigentümerInnen? Oder handelt es sich um einen konzentrierten Markt, mit wenigen Unternehmen und EigentümerInnen? Diese Frage soll in diesem Kapitel für die Erzeugungstechnologie Wind beantwortet werden.

Eigentümerstruktur nach installierter Leistung

Über die EigentümerInnenstruktur der Ökostromanlagen gibt es kaum Information in Form von Studien oder statistischem Datenmaterial. Der vom BMVIT geförderten „Berichte aus Energie- und Umweltforschung 26/2014“³⁰ gibt jedoch für den Bereich Windkraft die Marktanteile der Top-10 Anlagebetreiber nach installierter Leistung wieder. Gemessen in installierter Leistung kontrollieren demnach nur 10 Unternehmen über 90% des gesamten Windstrommarktes. Beinahe die Hälfte (46% der installierten Leistung) entfällt dabei auf nur drei Unternehmen. Pezenka und Thoman³¹(2014) führen eigene Recherchen durch³², welche die Darstellung im genannten Bericht bestätigen. Nur eine sehr kleine Anzahl von Unternehmen dominiert den Markt. Knapp 90% der installierten Leistung entfallen auf nur 10 Unternehmen. Allein drei AkteurInnen, die Energie Burgenland (22%), die Püspök Gruppe (13%) und die EVN (12%), halten zusammen beinahe die Hälfte der gesamten installierten Windkraftleistung.

Eigentümerstruktur nach produzierten und geförderten Mengen

Die Förderung ist an die produzierten Strommengen gekoppelt. Um die Aufteilung der Förderungen auf einzelne Betreiber oder Betreibergruppen untersuchen zu können eignet sich eine Betrachtung nach installierter Leistung daher nur bedingt. Für diese Arbeit wurden daher die im Jahr 2014 produzierten Strommengen nach einzelnen Windkraftanlagen herangezogen und ausgewertet. Berücksichtigt wurden dabei nur jene Anlagen die im entsprechenden Jahr Förderungen gemäß ÖSG 2012 erhielten. Mithilfe von „Firmen-Compass“³³ der Compass-Verlag GmbH wurde anschließend die

²⁹ Ökostrombericht 2015, S 32 ff

³⁰ BMVIT (2014) Berichte aus Energie- und Umweltforschung 26/2014, 174

http://www.nachhaltigwirtschaften.at/e2050/e2050_pdf/201426_marktentwicklung_2013.pdf

³¹ <http://blog.arbeit-wirtschaft.at/eigentuemer-strom/> (aufgerufen am 25.1.2016)

³² Anhand der Liste der Windkraftanlagenbetreiber von www.thewindpower.net sowie der EigentümerInnen laut

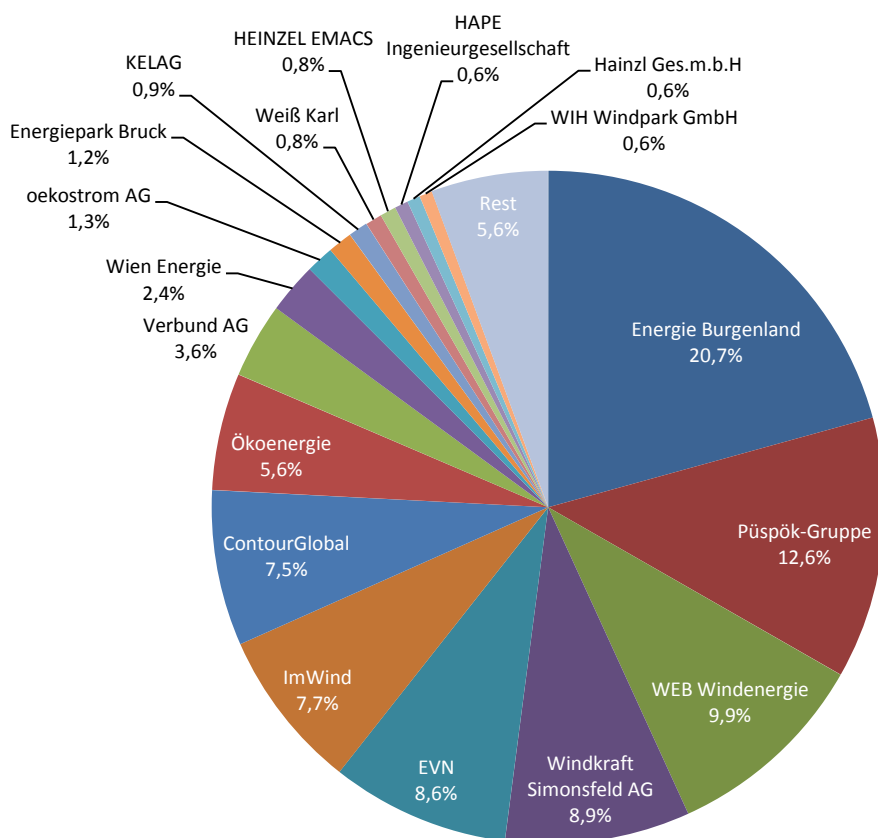
www.compass.at

³³ www.compass.at

Rechtsform und der aktuelle Eigentümer der einzelnen Anlagen ermittelt³⁴. Mit der Verbindung dieser beiden Datenquellen konnte den Eigentümer anschließend Mengen zugeordnet werden.

Es zeigt sich, dass über die Hälfte der gesamten geförderten Windstromproduktion des Jahres 2014 auf nur vier Anlagenbetreiber entfällt. Gemeinsam mit drei weiteren Unternehmen produzieren sie über 80% des geförderten Windstroms. Rund ein Fünftel der Gesamtproduktion entfällt dabei auf die Energie Burgenland, mehr als 12% auf die Püspök-Gruppe und rund 10% bzw 9% auf die W.E.B Windenergie, sowie die Windkraft Simonsfeld AG.

Abb 7: Marktanteile nach geförderter Windenergieproduktion (2014)



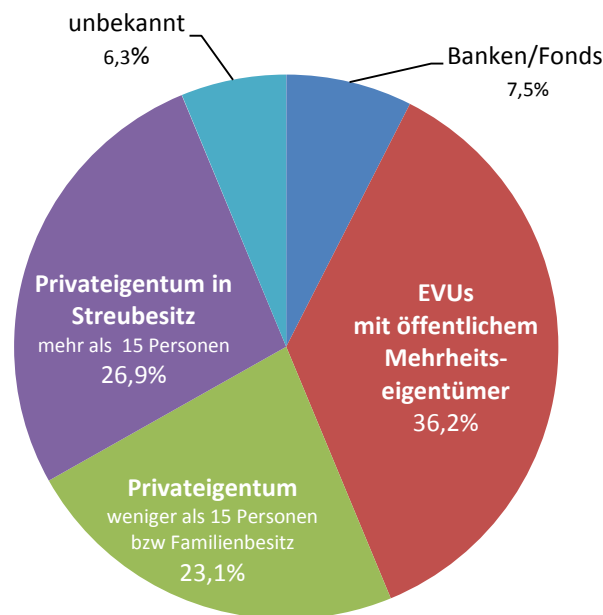
Quelle: E-Control, compass-Firmendatenbank, eigene Auswertung

Neben den Unternehmen als Rechtsform stellt sich aber natürlich auch die Frage, wer hinter diesen steht. Handelt es sich dabei um öffentliche EigentümerInnen oder um große Privatunternehmen? Wenn ja, sind diese im Familienbesitz bzw im Besitz von kleinen Aktionärsgruppen? Oder sind die Unternehmensanteile breit gestreut? Und wenn ja, kann man von einer Art BürgerInnenbeteiligung sprechen, oder handelt es sich schlicht um Aktienstreubesitz ohne Bezug zur lokalen Bevölkerung?³⁵

³⁴ Über die Eigentümerstruktur der Erneuerbarer-Energie-Anlagen bzw. der Ökostromanlagen in Österreich liegen keinerlei Daten vor. Einzig der „Berichte aus Energie- und Umweltforschung 26/2014“ enthält eine Aufstellung über die Markakteure im Bereich Wind-Energie.

³⁵Vgl. Pezenka/Thoman 2014

Abb. 8: Marktanteile bei geförderter Windenergieproduktion nach EigentümerInnenstruktur in Österreich, in %, für das Jahr 2014:



Quelle: E-Control, compass-Firmendatenbank, eigene Auswertung

Tatsächlich zeigt sich, dass Unternehmen, die mehrheitlich im Eigentum der öffentlichen Hand stehen (Energie Burgenland, EVN, Verbund und Wien Energie) mehr als ein Drittel (36%) des gesamten geförderten Windstroms produzieren. Etwas weniger als ein Viertel entfällt auf – meist sehr große – Unternehmen, die sich in Familienbesitz oder in der Hand einer sehr kleinen Personengruppe befinden (Püspök-Gruppe, ImWind, etc). Rund 7% entfallen auf Banken/Fonds, wobei sich um zum überwiegenden Teil um Anlagen handelt die im Eigentum der Raiffeisen-Banken-Gruppe standen und zu großen Teilen an die luxemburgische Tochter des US-amerikanischen Unternehmens ContourGlobal verkauft wurde. Etwas mehr als ein Viertel (26,9%) der Produktion stammen aus Unternehmen mit vielen EigentümerInnen³⁶. Beispiele hierfür sind die WEB Windenergie (über 3.600 AktionärInnen mit jeweils einem Anteil von unter 4%) oder die Windkraft Simonsfeld mit 287 AktionärInnen. Für rund 6% der installierten Leistung wurde keine Auswertung vorgenommen bzw war dies nicht möglich.

Unternehmen im öffentlichen Eigentum haben in Österreich damit einen deutlich höheren Anteil an der installierten Windkraft als in Deutschland. Gleichzeitig spielen Fonds/Banken und Projektierunternehmen als EigentümerInnen von Windkraftanlagen in Österreich eine deutlich weniger wichtige Rolle³⁷.

Wohin fließen die Gelder?

Die Eigentümerstruktur nach produzierten Mengen gibt die aktuelle Struktur im Jahr 2014 wider. Damit wird erstmals öffentlich wer die Eigentümer sind an die im Jahr 2014 Fördergelder flossen. Wie hoch die Summen sind die einzelne Betreiber bzw Eigentümer zufließen ist damit jedoch noch nicht klar. Eine Förderdatenbank, wie es sie etwa für Agrarförderungen³⁸ gibt, existiert im Bereich der Förderung Erneuerbarer Energie nicht.

³⁶ Die Verbund AG mit einem Marktanteil von 3,6% wurde hier zu den EVUs gerechnet. Aufgrund des großen Streubesitzanteiles könnte man bei diesem Unternehmen jedoch bedingt auch von BürgerInnenbeteiligung sprechen.

³⁷ Vgl. trend:research 2013

³⁸ <http://www.transparenzdatenbank.at/>

Mithilfe der vorliegenden Auswertungen ist es auch nicht möglich eine direkte Verknüpfung mit den Fördertarifen der Jahre 2011 bis 2014 herzustellen. Grund dafür ist, dass rund die Hälfte der geförderten Stromproduktion aus Anlagen stammt die vor 2014 ihren Betrieb aufnahmen. Es können daher keine eindeutige Aussagen darüber getroffen werden wie hoch die Fördergelder sind die an einzelne Anlagen und damit Eigentümer fließen. Dementsprechend ist es auch nicht möglich Aussagen darüber zu treffen wer von „überhöhten“ Einspeisetarifen am meisten profitiert. Klar ist aber, dass der Markt von einigen wenigen Unternehmen dominiert wird. Unternehmen im öffentlichen Eigentum spielen dabei eine maßgebliche Rolle. Gleichzeitig kann nur in wenigen Fällen von breiter BürgerInnenbeteiligung gesprochen werden.

5. Schluss

Die Frage ob die Förderung von Erneuerbarer Energie in Österreich dem Kriterium eines effizienten Mitteleinsatzes entspricht lässt sich nur schwer beantworten. Der hiermit vorliegende Vergleich einschlägiger Studien zu Stromgestehungskosten legt nahe, dass dies für die Erzeugungstechnologie Windkraft zuletzt nicht der Fall war.

- Die gesetzlich gewährten Einspeisetarife wurden mit den Stromgestehungskosten aus unterschiedlichen Studien verglichen. Die unterschiedlichen Ergebnisse machen deutlich wie sensitiv die Berechnung von Stromgestehungskosten bzw. Einspeisetarifen auf kleine Änderungen einzelner Inputfaktoren reagieren.
- Die Festlegung der Höhe der Einspeisetarife beruht nicht zuletzt auf dem von der E-Control erstellten Gutachten. Für die Erstellung dieses Gutachtens können die Autoren jedoch nicht auf solide Daten zurückgreifen. Aufgrund mangelnder Auskunft- und Einsichtsrecht in die Kostenrechnung der Unternehmen muss auf Literaturrecherchen zurückgegriffen werden. Damit kann die gesetzliche Vorgabe, dass sich „*die Tarife (...) an den durchschnittlichen Produktionskosten von kosteneffizienten Anlagen, die dem Stand der Technik entsprechen, zu orientieren*“ haben, nicht entsprochen werden.
- Für die Jahre 2012 bis 2014 liegt der gesetzlich gewährte Tarif in vier von fünf Fällen deutlich über den Vergleichstarifen. Das legt den Schluss nahe, dass für Anlagen die zwischen 2012 und 2014 ihren Betrieb aufnahmen, zu hohe Einspeisetarife gewährt wurden.
- Die durch den überhöhten Tarif entstandenen Kosten betragen durchschnittlich 11 Millionen Euro jährlich und summieren über die Förderdauer von 13 Jahren auf durchschnittlich 142 Mio Euro auf.
- Die Bandbreite der errechneten Kostenpfade macht deutlich, wie weitreichende Auswirkungen unterschiedliche Tarife auf die kurz- und langfristige Förderkosten haben. Die Kosten der „ineffizienten“ Förderung reichen von -12 Mio Euro bis +35 Mio Euro jährlich bzw von -154 Mio Euro bis +450 Mio Euro über die gesamte Förderlaufzeit der Anlagen.
- Ausgehend von alternativen Einspeisetarifen - entsprechend der zitierten Studienergebnisse - werden alternative, „effiziente“ Ausbaupfade beschrieben. Bis inkl. dem Jahr 2014 hätten demnach um 14 GW bis 230 GW mehr Leistung installiert werden können. Dementsprechend höher wäre im Jahr 2014 auch die Stromproduktion aus Windkraft ausgefallen. Es hätte mit demselben Mitteleinsatz um 2% bis 31% mehr Strom produziert werden können.

Wer investiert in Windenergieanlagen und profitiert dementsprechend von zu hohen Einspeisetarifen?
Kann man tatsächlich von einer breiten BürgerInnenbeteiligung sprechen?

- Die Analyse der Eigentumsverhältnisse zeigt – sowohl nach installierter Leistung (2013) als auch nach produzierten Mengen (2014) – eine starke Konzentration des Windenergiemarktes.
- Im Jahr 2014 entfällt über die Hälfte der gesamten geförderten Windstromproduktion auf nur vier Anlagenbetreiber. Gemeinsam mit drei weiteren Unternehmen produzieren sie über 80% des geförderten Windstroms.
- Betrachtet man die Unternehmen nach ihrer EigentümerInnenstruktur ist festzustellen, dass mehr als ein Drittel der Produktion auf Unternehmen mit öffentlichem Mehrheitseigentümer entfällt. Etwas weniger als ein Viertel entfällt auf – meist sehr große – Unternehmen, die sich in Familienbesitz oder in der Hand einer sehr kleinen Personengruppe befinden. Etwas mehr als ein Viertel der Produktion stammen aus Unternehmen mit vielen EigentümerInnen. Nur in diesem Fall kann man Ansatzweise von breiter BürgerInnenbeteiligung sprechen.

Anhang

Tabelle 1: Tarife in Cent pro kWh gemäß Verordnung und Studien³⁹

Autor	Titel	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2050+	Volllast- stunden	Info	Abschreibung in Jahren
BMFWF	Verordnung	7,5	9,7	9,5	9,5	9,4				für effiziente Standorte	13
E-Control	Gutachten	8,5	8,5	9,1	9,0	9,4			untersch.	für effiziente Standorte	13
Fraunhofer ISE	Stromgestehungskosten EE 2010 / 2013, Szenario A	7,1	7,0	7,0	7,0				2.000	Durchschnitt	20
	Stromgestehungskosten EE 2010 / 2013, Szenario B	5,4	5,5	5,6	5,6				2.700	windreiche Standorte	20
	Stromgestehungskosten EE 2010 / 2013, Szenario A	9,4	9,3	9,3	9,3				2.000	inkl. Netzanschluss	13
	Stromgestehungskosten EE 2010 / 2013, Szenario B	7,1	7,2	7,3	7,4				2.700	inkl. Netzanschluss	13
Arrhenius	Anreize für konventionelle Kraftwerke 2009 / Kosten der Stromerzeugung 2014	6,5	6,5	6,5	6,5	6,4	6,4	6,0	k.A.		20
	Anreize für konventionelle Kraftwerke 2009 / Kosten der Stromerzeugung 2014	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,3	7,8	2.400	inkl. Netzanschluss	13
DLR/IWES/IFNE⁴⁰	Leitstudie 2010	8,5	8,3	8,1	7,9	7,6	7,4		2.050/2.100		18
	Leitstudie 2010	11,0	10,7	10,3	10,0	9,7	9,4		2.050/2.100	inkl. Netzanschluss	13

Die blaue Markierung in den Tabellen markieren die normalisierten - also die miteinander vergleichbaren - Werte. Quelle gem. Autor, Titel

³⁹ Nicht fett dargestellte Werte wurden linear interpoliert.

⁴⁰ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow

Tabelle 2a: Differenzen zwischen Stromgestehungskosten und verordneten Tarifen in ct/kWh

Autor	Studie	2011	2012	2013	2014
E-Control	Gutachten	1,0	-1,2	-0,4	-0,5
Fraunhofer ISE	Stromgestehungskosten EE 2010 / 2013, Szenario A	1,8	-0,4	-0,2	-0,2
	Stromgestehungskosten EE 2010 / 2013, Szenario B	-0,4	-2,5	-2,2	-2,1
Arrhenius	Anreize für konventionelle Kraftwerke 2009 / Kosten der Stromerzeugung 2014	0,9	-1,3	-1,1	-1,1
DLR/IWES/IFNE	Leitstudie 2010	3,5	1,0	0,8	0,6

Quelle: jeweilige Studie bzw. Gutachten, Einspeisetarifverordnungen, eigene Berechnungen (Normierung)

Tabelle 2b: Abweichung des gewährten Tarifs von den ber. Stromgestehungskosten in %

Autor	Studie	2011	2012	2013	2014
E-Control	Gutachten	-11%	14%	4%	5%
Fraunhofer ISE	Stromgestehungskosten EE 2010 / 2013, Szenario A	-20%	4%	2%	2%
	Stromgestehungskosten EE 2010 / 2013, Szenario B	33%	57%	41%	29%
Arrhenius	Anreize für konventionelle Kraftwerke 2009 / Kosten der Stromerzeugung 2014	-11%	15%	13%	13%
DLR/IWES/IFNE	Leitstudie 2010	-32%	-9%	-8%	-6%

Quelle: jeweilige Studie bzw. Gutachten, Einspeisetarifverordnungen, eigene Berechnungen (Normierung)

Die per Verordnung festgelegten Tarife beziehen sich stets auf den Zeitpunkt des Vertragsabschluss im betreffenden Jahr. So wurde zum Beispiel mit der Einspeisetarifverordnung 2009 wurden die Tarife für alle Anlagen die 2009 mit der OeMAG einen Vertrag abgeschlossen haben festgelegt. In den hier dargestellten Tabelle/Abbildungen (ausgenommen Tabelle 1) scheinen die Tarife ein Jahr später auf, da davon ausgegangen wird, dass die Anlagen erst im Jahr nach dem Vertragsabschluss Strom einspeisen.

Literatur und Datenquellen:

Agentur für Erneuerbare Energien (2014): Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien.

Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik (2009, 2014) Anreize für konventionelle Kraftwerke 2009; Die künftigen Kosten der Stromerzeugung.

BDEW (2015) Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2015)

BMWF / Republik Österreich (2010ff): Ökostrom-Einspeisetarifverordnung

BMVIT (2014) Berichte aus Energie- und Umweltforschung 26/2014

http://www.nachhaltigwirtschaften.at/e2050/e2050_pdf/201426_marktentwicklung_2013.pdf

Compass-Gruppe (abgerufen 10/2015) Firmen-Compass, compass.at

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010; Schlussbericht 2012

E-Control (2015): Ökostrombericht 2015 <http://www.e-control.at/publikationen/oeko-energie-und-energie-effizienz/berichte/oekostrombericht>

E-Control (2004ff) Gutachten zu den Einspeisetarifen gemäß Ökostromgesetz bzw Ökostromgesetz 2012 https://www.wko.at/Content.Node/Interessenvertretung/Umwelt-und-Energie/-Positionen-/Gutachten-Oekostrom-Einspeisetarife-2016-17-ohne-NFT_final_2.pdf

E-Control (abgerufen 10/2015) Statistiken für den Elektrizitäts-, Erdgas- und Ökostrombereich, <http://www.e-control.at/statistik>

E-Control (2015): Daten zu Einspeisemengen von Windenergieanlagen

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2010, 2013): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien

Gesetzliche Grundlagen (abgerufen 10/2015) <http://www.e-control.at/recht/bundesrecht/oekostrom-energieeffizienz>

Pezenka/Thoman (2014) „Eigentümerstruktur in der Strombranche: Wer profitiert, wer verliert?“ in [wirtschaftspolitik-standpunkten 4/2014](http://wirtschaftspolitik-standpunkten.4/2014); <http://blog.arbeit-wirtschaft.at/eigentuemer-strom/>

TENNET, Presseaussendung vom 15. Oktober 2015: <http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/eeq-umlage-2016-betraegt-6354-cent-pro-kilowattstunde.html>

The Windpower (abgerufen 8/2014) <http://www.thewindpower.net/>

trend:research (2011): Marktakteure Erneuerbare-Energie-Anlagen in der Stromerzeugung

trend:research (2013): Anteile einzelner Marktakteure an Erneuerbaren Energie-Anlagen in Deutschland (Präsentation)