

Stellungnahme der IG Windkraft zum Begutachtungsentwurf für ein Ökostromgesetz 2012

14. April 2011

Der am 28.03.2011 ausgesandte Begutachtungsentwurf für ein Ökostromgesetz 2012 bedarf aus unserer Sicht einer Überarbeitung in wesentlichen Punkten. Dies vor allem aus folgenden Gründen:

- Sowohl für bereits fertig bewilligte Projekte als auch für neue Projekte sind **Abschläge und neue Barrieren** geplant.
- Obwohl theoretisch wahrscheinlich etwas mehr Geld für Ökostromanlagen bereitgestellt werden soll, ist **nicht zu erwarten, dass dieses jemals abgeholt werden** kann, da es zur Einführung weiterer Hürden bei der Beantragung von Fördermitteln kommt. Bereits die Novelle 2006 führte dazu, dass aufgrund schlechter Konditionen die Fördertöpfe jahrelang nicht ausgeschöpft wurden.
- Symptomatisch ist, dass im Gesetz **keine neuen Ziele für Ökostrom** enthalten sind, sondern die bereits 2008 im Nationalrat beschlossenen Ziele einfach übernommen werden.

Der Entwurf ist geprägt von der Angst, dass es zu einer Kostenexplosion kommen könnte. Dabei sind die **Kosten für den Windkraftausbau überschaubar**: 2010 betrug die Förderkosten für die Windkraft für einen durchschnittlichen Haushalt 4,3 Euro im gesamten Jahr (in Summe rund 70 Mio. Euro). Bei einem weiteren Ausbau der Windkraft um plus 1500 MW Leistung (wie im Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie vorgesehen) werden sich die Förderkosten bis 2020 je nach Entwicklung des Marktpreises für Strom zwischen unter 4 und gut 6 Euro jährlich pro Haushalt bewegen (zwischen 45 Mio. und 130 Mio. Euro jährlich in Summe, je nach Marktpreisentwicklung: Der geringere Wert ergibt sich bei Heranziehen der Marktpreisprognose von A.T Kearney vom Herbst 2010). Da 80 % der bestehenden Anlagen zwischen 2003 und 2006 errichtet wurden, fallen nach Ablauf der Tariflaufzeit nach 13 Jahren (also ab 2016) diese Anlagen aus der Förderschleife und verursachen keine Kosten mehr.

Hauptkritikpunkte am Begutachtungsentwurf

Details zu den hier kurz angerissenen Punkten finden Sie weiter unten.

1. Keine neuen Ökostromziele – Verankerung ambitionierter Ziele für 2020

Die Zielsetzungen des Begutachtungsentwurfes sind unverändert diejenigen der bereits 2008 beschlossenen Ökostromnovelle – es ist kein verstärkter Ausbau des Ökostroms geplant.

Der Entwurf berücksichtigt nicht die Zielsetzungen des österreichischen Nationalen Aktionsplans für erneuerbare Energien, welcher einen Ausbau der Windkraft um 940 MW bis 2015 und um insgesamt rund 1570 MW bis 2020 vorsieht. Auch die Zielsetzungen der im März 2010 präsentierten Energiestrategie werden nicht verankert.

Als neues **Ziel im Ökostromgesetz** ist aus unserer Sicht die Anhebung des Anteils der Stromerzeugung aus Wind, Sonne, Erdwärme, Biomasse und Biogas auf **mindestens 25%, gemessen am Bruttoinlandsstromverbrauch des Jahres 2020**, mindestens jedoch auf 17,5 TWh zu verankern. Für die **Kleinwasserkraft** ist ein Ziel von **11%** vorzusehen.

2. Abbau der Warteschleife zu inakzeptablen Bedingungen

Für den Abbau des bestehenden Rückstaus von Windkraftprojekten, die aktuell in der Warteschleife bei der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG hängen und auf Verträge warten, wird einmalig mehr Geld bereit gestellt. Seit Neubeginn des Windkraftausbaus Anfang 2010 sind Projekte im Ausmaß von rund 800 MW durch alle Bewilligungsverfahren gegangen und bei der OeMAG beantragt, lediglich etwa 250 MW davon haben einen Fördervertrag erhalten. Rund 550 MW befinden sich aktuell in einer sinnlosen Warteposition auf einen Vertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle. Der umgehende Abbau dieses Rückstaus wäre von entscheidender Bedeutung.

Die Konditionen dafür sind jedoch nicht akzeptabel: Einen Vertrag erhält nur, wer eine Absenkung des Einspeisetarifs von 9,7 Cent auf 9,3 Cent hinnimmt. Dies ist unzumutbar, haben die Unternehmer doch im Vertrauen auf die bisher geltende Rechtslage viel Zeit und Geld in die Planung und Bewilligung ihrer Projekte investiert. Was auf den ersten Blick unbedeutend aussieht, wirkt sich zentral auf die Projekte aus: ein paar Zehntelcent entscheiden über Wirtschaftlichkeit oder Unwirtschaftlichkeit.

Besonders problematisch ist, dass es hinsichtlich jener **Projekte, die bei der OeMAG einen Antrag gestellt, jedoch noch keinen Vertrag erhalten haben, und sich daher in der Warteschleife befinden, keine Übergangsbestimmung** im Gesetz gibt. Da es keine entsprechende Übergangsbestimmung gibt, ist anzunehmen, dass sie aus der Reihung fallen und sich erneut um einen Abnahmevertrag nach dem neuen Vergabesystem bewerben müssen. Dies widerspricht jeder Investitionssicherheit und ist ein **Verstoß gegen den verfassungsgesetzlich gewährleisteten Vertrauensschutz**.

Außerdem gibt es für die Absenkung des Tarifs auf 9,3 Cent keine sachliche Grundlage.

3. Barrieren für Planbarkeit der Investitionen durch neues Vergabesystem der Verträge

Vorgesehen ist eine Vergabe von Tarifabnahmeverträgen in zwei Jahrestanchen, wobei es einen Automatismus gibt, wonach unterjährig ein Tarifabschlag von 5 bis 10 Prozent zur Anwendung kommt. Diese Vorgehensweise führt zu großer Unsicherheit. Eine Antragstellung wird zu einem Lotteriespiel. Bis zuletzt bleibt unklar, zu welchem Tarif eine Ökostromanlage unter Vertrag genommen wird. Ein Abschlag kann für Projekt das Aus kurz vor dem Ziel bedeuten.

Der Entwurf entfernt sich damit weiter vom weltweit für den Boom der erneuerbaren Energien verantwortlichen System der Abnahmepflicht zu fixen Tarifen. Langfristig stabile Rahmenbedingungen sind für den Ökostrom-Ausbau unerlässlich. Zahlreiche Experten auf internationaler Ebene attestieren, dass Systembrüche sich nachteilig auf den Ökostrom-Ausbau auswirken. Konstante Einspeisesysteme haben sich überall sowohl als effektivste als auch als kostengünstigste Fördersysteme bewährt.

4. Systemänderung bei Darstellung der Aufbringung der Fördermittel

In Zukunft ist geplant, nicht mehr den reinen Förderbedarf eines Jahres (Förderdeckel bisher: 21 Mio. Euro), sondern die gesamte Auszahlungssumme während der Tarifaufzeit (13 bzw. 15 Jahre) zu begrenzen (Förderdeckel neu: 800 Mio. Euro). Diese beiden Zahlen sind schwer miteinander vergleichbar. Es erfolgen in den Erläuterungen keine Angaben, wie der genaue rechnerische Zusammenhang zwischen altem und neuem System ist.

In Zukunft wird anstelle des reinen Förderbedarfs die Auszahlungssumme während der gesamten Tarifaufzeit begrenzt werden (auf 800 Mio. Euro jährlich, davon 350 Mio. Euro für Windkraft). In den fälschlicherweise schnell als „Förderbudget“ wahrgenommenen Summen ist also auch der Wert des Stroms enthalten, es kommt zu Verwirrung in der Kommunikation betreffend Kosten des Ökostromaustaus. Außerdem erfolgt dadurch eine Begrenzung des Mengenzuwachses.

Für die Windkraft bedeutet die Neuregelung, dass durch die regulären jährlich verfügbaren Mittel nur mehr ein geringerer jährlicher Ausbau möglich ist als im geltenden System. Mit den 350 Mio. Euro an jährlichem Budget könnten 129 MW unter Vertrag genommen werden. Im geltenden System sind es je nach Höhe des Marktpreises unterschiedliche Werte; im Jahr 2011 sind es 155 MW im Jahr 2012 könnten es auf Grund gestiegener Marktpreise bereits 195 MW sein.

Weitere entscheidende Punkte sind:

5. Degression bei Einspeisetarif-Verordnung

6. Tarifeinstufung zum Zeitpunkt des Antrags

7. Aufbringung der Fördermittel – keine Abwälzung des Risikos auf Anlagenbetreiber

8. Angleichung der Tarifaufzeit für Altanlagen (vor 2003)

9. Herkunftsnachweise

10. Forderungen der IG Windkraft für eine Novelle

- Schaffung langfristiger und stabiler Rahmenbedingungen – Verankerung des Ziels von 25% sonstiger Ökostrom am Bruttoinlandsstromverbrauch 2020
- Abarbeitung des Rückstaus bei Windkraftprojekten ohne Abschläge bei den Tarifen
- Mehrjährige Festlegung der Einspeisetarife
- Gewährleistung der Fördermittel angesichts der oben genannten Ziele: Anhebung des Deckels von 21 Mio. Euro.
- Anhebung der Tarifaufzeit für Altanlagen (aus den Jahren vor 2003) von 10 auf 15 Jahre

DETAILS

1. Keine neuen Ökostromziele – Verankerung ambitionierter Ziele für 2020

Die Zielsetzungen des Begutachtungsentwurfes sind unverändert diejenigen der bereits 2008 beschlossenen Ökostromnovelle – es ist kein verstärkter Ausbau des Ökostroms geplant.

Bereits bei der Ökostromnovelle im Juli 2008 wurde als Zielsetzung die Erreichung von 15 % Ökostrom im Jahr 2015 und ein Ausbau der Windkraft um 700 MW sowie der Wasserkraft um 700 MW und die Nutzung der Biomasse um 100 MW im Ökostromgesetz verankert. Es ist also kein verstärkter Ausbau des Ökostroms in Österreich geplant. Da der Ausbau der Ökoenergien in den Jahren 2008 und 2009 nicht erfolgen konnten und beim Neubeginn im Jahr 2010 auch noch gering war, ist in den verbleibenden Jahren (vom Inkrafttreten des Gesetzes Anfang 2012 bis 2015) daher jährlich mehr Ausbau und damit auch mehr Vertragsvolumen für die neuen Projekte erforderlich, um dasselbe Ökostromziel zu erreichen.

Der österreichische Nationale Aktionsplan für erneuerbare Energien (entsprechend EU Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien), welcher vom Wirtschaftsminister im Juni 2010 an die EU Kommission gemeldet wurde, sieht einen Ausbau der Windkraft um 940 MW bis 2015 und um insgesamt rund 1570 MW bis 2020 vor. Für die Erreichung dieser neuen Zielsetzung des NAP benötigt es einen stärkeren Ausbau der Windkraft als bisher im geltenden Ökostromgesetz vorgesehen. Im Begutachtungsentwurf ist dieser erforderliche stärkere Ausbau nicht verankert, sondern die alte Zielsetzung wie im Jahr 2008 vorgesehen.

Auch die Energiestrategie, welche im März 2010 vom Wirtschaftsminister und vom Umweltminister präsentiert wurde, sieht einen stärkeren Ausbau der Windkraft bis zum Jahr 2020 vor - dies ist im Begutachtungsentwurf nicht verankert.

Die EU-Richtlinie zur Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2009/28/EG) setzt neue Ziele, ist für Österreich rechtsverbindlich und musste bis 5. Dezember 2010 umgesetzt werden. Die Richtlinie sieht Zielsetzungen bis zum Jahr 2020 vor und verpflichtet Österreich zu einem verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energie bis zum Jahr 2020. Im Begutachtungsentwurf Ökostromgesetz 2012 sind lediglich Ziele bis zum Jahr 2015 festgelegt und keine Zielsetzungen bis zum Jahr 2020 enthalten. Eine lapidare Erwähnung der neuen EU Richtlinie ist keine rechtliche Umsetzung der Richtlinie.

Die Investoren brauchen aber dringend langfristig stabile Rahmenbedingungen, also eine klare Perspektive bis 2020 (entsprechen der EU-Richtlinie).

Als neues **Ziel im Ökostromgesetz** ist daher aus unserer Sicht in § 4 Abs 2 die Anhebung des Anteils der Stromerzeugung aus Wind, Sonne, Erdwärme, Biomasse, Deponie-, Klär- und Biogas sowie Ablauge auf **mindestens 25%, gemessen am Bruttoinlandsstromverbrauch des Jahres 2020**, mindestens jedoch auf 17,5 TWh zu verankern, wobei auch jene Ökostrommengen aus sonstigen Anlagen und aus Ablauge einzurechnen sind, die nicht oder nicht mehr nach diesem Bundesgesetz gefördert werden. Entscheidend ist, dass die Bemessung am Bruttoinlandsstromverbrauch und nicht wie bisher gehabt an der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen erfolgt.

Als **Ziel für die Kleinwasserkraft** ist die Anhebung des Anteils der Stromerzeugung aus Kleinwasserkraftanlagen auf **11%**, gemessen am Bruttoinlandsstromverbrauch des Jahres 2020, mindestens jedoch auf 7,5 TWh zu verankern, wobei auch jene Ökostrommengen aus Kleinwasserkraftanlagen einzurechnen sind, die nicht oder nicht mehr nach diesem Bundesgesetz gefördert werden.

2. Abbau der Warteschleife zu inakzeptablen Bedingungen

Für den Abbau des bestehenden Rückstaus von Windkraftprojekten, die aktuell in der Warteschleife bei der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG hängen und auf Verträge warten, stellt § 56 Abs 5 einmalig 1000 Mio. Euro an kontrahierbarem Einspeisetarifvolumen bereit. Seit Neubeginn des Windkraftausbaus Anfang 2010 sind Projekte im Ausmaß von rund 800 MW durch alle Bewilligungsverfahren gegangen und bei der OeMAG beantragt, lediglich etwa 250 MW davon haben einen Fördervertrag erhalten. Rund 550 MW befinden sich aktuell in einer sinnlosen Warteposition auf einen Vertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle. Der umgehende Abbau dieses Rückstaus wäre von entscheidender Bedeutung.

Die Konditionen des Begutachtungsentwurfs sind jedoch nicht akzeptabel: Einen Vertrag erhält nur, wer eine Absenkung des Einspeisetarifs von 9,7 Cent auf 9,3 Cent hinnimmt. Dies ist unzumutbar, haben die Unternehmer doch im Vertrauen auf die bisher geltende Rechtslage viel Zeit und Geld in die Planung und Bewilligung ihrer Projekte investiert. Was auf den ersten Blick unbedeutend aussieht, wirkt sich zentral auf die Projekte aus: ein paar Zehntelcent entscheiden über Wirtschaftlichkeit oder Unwirtschaftlichkeit.

Aufgrund der hohen Fixkosten und der niedrigen variablen Kosten (da Windkraft keinen Brennstoff braucht) entscheiden wenige Zehntelcent über Sein oder Nichtsein der Projekte. Für viele Projekte kann dies die Realisierbarkeit und Überlebensfähigkeit gefährden.

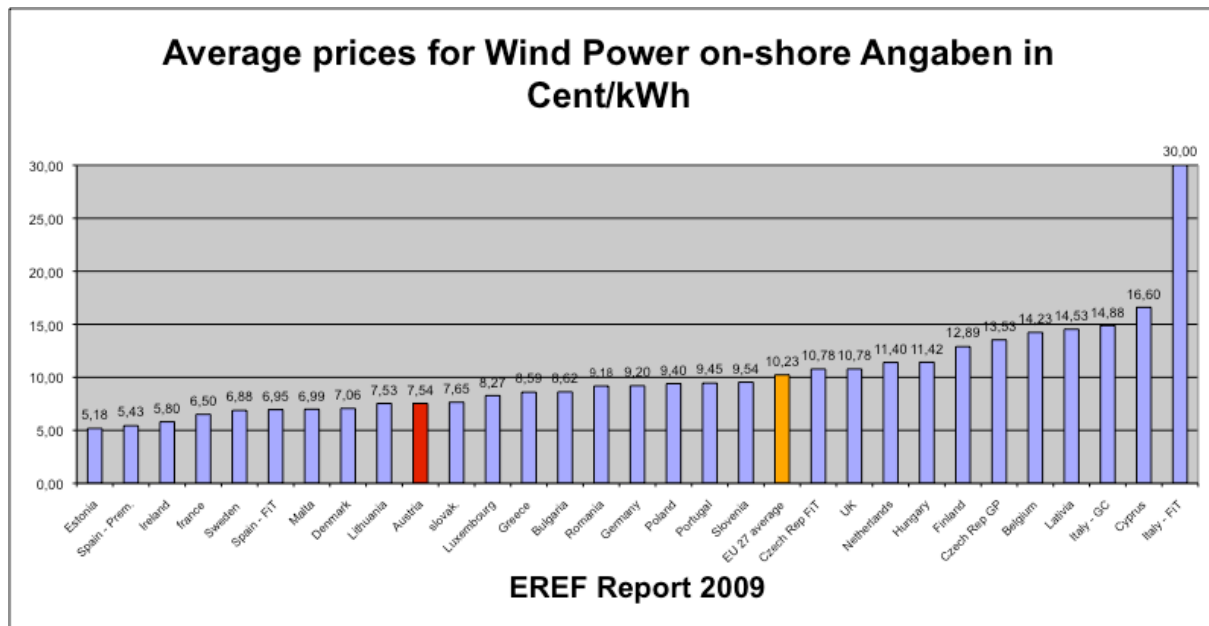
Mangels anderer Perspektive durch die gesetzliche Lage sind die betroffenen Projektbetreiber in einer Zwangslage. **Hinsichtlich jener Projekte, die bei der OeMAG einen Antrag gestellt, jedoch noch keinen Vertrag erhalten haben, und sich daher in der Warteschleife befinden, gibt es nämlich keine Übergangsbestimmung im Gesetz.** Was passiert mit den Projekten, die auf das Angebot des § 56 Abs 5 nicht eingehen? Da es keine entsprechende Übergangsbestimmung gibt, ist anzunehmen, dass sie aus der Reihung fallen und sich erneut um einen Abnahmevertrag nach dem neuen Vergabesystem bewerben müssen. Dies ist angesichts immenser Projektvorlaufkosten unzumutbar, wird doch die geltende Rechtslage für diese Projekte nachträglich wesentlich geändert. Unklar ist weiters, was mit den geltenden Allgemeinen Bedingungen der Ökostromabwicklungsstelle zu geschehen hat.

Hierbei handelt es sich um einen **Verstoß gegen den verfassungsgesetzlich gewährleisteten Vertrauensschutz.** Geschützt werden dabei wohlverworbene Rechte vor schwerwiegenden und plötzlichen Eingriffen. Durch das geltende Gesetz wurden die Unternehmer zu Investitionen angeregt, die sie im Vertrauen auf den Weiterbestand der Rechtslage geleistet haben. Dieses Vertrauen wird nun erheblich enttäuscht.

Dies gilt insbesondere für jene Windkraftprojekte im Ausmaß von rund 170 MW, für die gar keine Mittel für die einmalige Abarbeitung bereitgestellt werden, denn die in § 56 Abs 5 bereitgestellten 1000 Millionen Euro (= Auszahlungssumme über die gesamte Tariflaufzeit) reichen für ca. 384 MW Windkraft bei den vorgesehenen 9,3 Cent/kWh (oder 368 MW wenn der ursprüngliche Tarif von 9,7 Ct/kWh zur Anwendung käme). Projekte im Ausmaß von 550 MW sind jedoch in Warteposition. Projekte im Ausmaß von rund 170 MW haben also gar keine Möglichkeit, einen Vertrag zu 9,3 Cent anzunehmen und fallen aus der geltenden Reihung ins Ungewisse. Diese Schlechterbehandlung ist zudem gleichheitswidrig.

Darüber hinaus ist darauf zu verweisen, dass es überhaupt **keine sachliche Grundlage für eine Absenkung des Einspeistarifs auf 9,3 Cent** gibt. Bisher erfolgte die Verordnung der Tarife immer untermauert durch Gutachten. Erst für die Verlängerung des Einspeistarifs auch für das Jahr 2011 vor wenigen Wochen wurde ein Gutachten der Energie-Control eingeholt, welches eine sachliche Begründung der Verlängerung des Einspeistarifs in Höhe von 9,7 Cent liefert. An den Kostenstrukturen der Windenergieerzeugung hat sich nichts geändert, weshalb eine plötzliche Absenkung nicht nachvollziehbar ist. **Auch im internationalen Vergleich zeigt sich, dass ein Tarif in Höhe von 9,7 Cent angemessen** ist, vgl dazu die folgende Grafik. Insbesondere zur Situation in Deutschland ist zu erklären, dass der Tarif dort 9,2 Cent beträgt, jedoch praktisch jeder Anlagenbetreiber einen „System-Bonus“ in Höhe von 0,5 Cent lukrieren kann. In Summe beträgt daher der Tarif in Deutschland 9,7 Cent, und zwar für eine Laufzeit von 20 Jahren.

Wir fordern daher einen **umgehenden Abbau des Rückstaus ohne Abschläge bei den Tarifen.**



Quelle: European Renewable Energies Federatation EREF Price Report 2009

3. Neues Vergabesystem von Förderverträgen: Barrieren für Planbarkeit der Investitionen

§18 Abs 1 sieht vor, dass das jährlich zu vergebende Kontingent, bei der Windkraft pro Jahr 129 MW, jeweils in zwei Halbjahrestanchen zu vergeben ist. Ist bei der Vergabe des ersten Halbjahreskontingentes von 65 MW, oder 21 Windkraftanlagen zu je 3 MW eine „Überbuchung“ durch eine höhere Menge an Anträgen gegeben, so kommt es zu einer automatischen Verminderung des Tarifes (derzeit geltend 9,7 Cent) um 5 % bei 50 % Überbuchung (auf 9,2 Cent/kWh) oder 10 % (auf 8,7 Cent/kWh) bei der über 50 % hinausgehenden Überbuchung.

Da einerseits die Planung und Bewilligung von Windkraftanlagen mehrere Jahre benötigt und der zeitliche Verlauf für den einzelnen Windkraftbetreiber nicht genau abschätzbar geschweige denn beeinflussbar ist, und andererseits auch für den Windkraftbetreiber keinerlei Informationen über den Verfahrensstand der Projekte anderer Windkraftbetreiber vorhanden sind, wäre es für den Windkraftbetreiber im Vorhinein überhaupt nicht einschätzbar, welche Vergütung er für sein Projekt bei Realisierung erhält .

War schon ein gedeckeltes Einspeisetarifsystem, wie es seit der Ökostromnovelle 2006 in Österreich besteht, im Vergleich zu den Fördersystemen im vergleichbaren EU Raum ungewöhnlich, so wäre der Umbau auf die halbjährliche Vergabe mit verminderten Tarifen ein Unikum. Aus dem Vergleich mit den Fördersystemen anderer Länder und deren Erfahrungen ist davon auszugehen, dass ein solches Fördersystem einem konstanten und planbaren Ausbau zuwiderläuft und nicht funktionieren wird. Langfristig stabile Rahmenbedingungen sind für den Ökostrom-Ausbau unerlässlich. Zahlreiche Experten auf internationaler Ebene attestieren, dass Systembrüche sich nachteilig auf den Ökostrom-Ausbau auswirken. Konstante Einspeisesysteme haben sich überall sowohl als effektivste als auch als kostengünstigste Fördersysteme bewährt.

Anstatt von wünschenswerter Kontinuität und Langfristigkeit bei der Ökostromentwicklung werden durch dieses neue Vergabesystem vielmehr Unsicherheit und Chaos erzeugt. Bereits bei der Ökostromnovelle 2006 wurde das Förderregime durch die tiefgreifenden Eingriffe in seiner Funktionsfähigkeit so weit gestört, dass der Ausbau zum Stillstand kam.

Die in Zusammenhang mit Tarifabsenkungen immer wieder **vorgebrachte Argumentation, es würde durch den Anreizeffekt sinkender Tarife zu Technologiefortschritt und fallenden Erzeugungskosten kommen, geht ins Leere.** Im Begutachtungsentwurf sind automatische Degressionen innerhalb weniger Monate geplant, innerhalb dieses kurzen Zeitraums können die Kosten für Projekte durch die Projektbetreiber nicht aktiv nach unten getrieben werden. Außerdem können die wenigen in Österreich verkauften Windkraftanlagen angesichts der boomenden Entwicklung am internationalen Markt keinen Einfluss auf die Anlagenpreise haben.

Eine **Reihung der Projekte nach Zeitpunkt des Antrags ist wesentlich** für die Planbarkeit. § 15 trifft in den Absätzen 4 und 5 diesbezüglich widersprüchliche Aussagen. Was bedeutet es, dass Anträge „nicht anzunehmen“ sind, andererseits ist in Abs 5 eine Reihung vorgesehen?

Sinnvollerweise sollte das bestehende System beibehalten werden, wo Anträge nach dem Zeitpunkt ihres Einlangens gereiht werden.

4. Systemänderung bei Darstellung der Aufbringung der Fördermittel

Richtig ist, dass der Begutachtungsentwurf eine Aufstockung der Mittel vorsieht. Einerseits werden die jährlich zur Vergabe an alle Neuanlagen zur Verfügung stehenden Mittel für alle Ökostromanlagen aufgestockt, andererseits werden – allerdings zu inakzeptablen Konditionen - einmalig für den Abbau der Warteschleifen bei Wind und PV Mittel vorgesehen.

In Zukunft ist geplant, nicht mehr den reinen Förderbedarf eines Jahres (Förderdeckel bisher: 21 Mio. Euro), sondern die gesamte Auszahlungssumme während der Tariflaufzeit (13 bzw. 15 Jahre) zu begrenzen (Förderdeckel neu: 800 Mio. Euro). Diese beiden Zahlen sind schwer miteinander vergleichbar. Auch erfolgen in den Erläuterungen keine Angaben, die die Vergleichbarkeit zwischen den neu eingeführten Zahlen und dem bestehenden System rechnerisch nachvollziehbar machen. Erst dadurch wäre abschätzbar, wie sich die Systemänderung tatsächlich auswirkt und wie viel mehr an Fördermitteln tatsächlich bereitgestellt wird.

Im geltenden Recht wird der jährliche Förderbedarf für in einem Jahr neu hinzukommende Anlagen auf 21 Mio. Euro begrenzt (Kilowattstunden der Jahresstromproduktion der Neuanlage mal Förderbedarf pro Kilowattstunde, also Tariffhöhe minus Marktpreis des Stromes). Bei der bestehenden Begrenzung des Förderbedarfes ist ganz bestimmend, wie hoch der Marktpreis für Strom ist. Bei steigendem Marktpreis ist bei gleichbleibendem Förderbedarf mehr Ökostrom ausbaubar. Mit den im Jahr 2011 für Windkraft verfügbaren 18,9 Mio. Euro sind aufgrund des zur Anwendung kommenden Marktpreises des Vorjahres von rund 4,8 Cent/kWh rund 155 MW an neuen Verträgen möglich. Bleibt der Marktpreis im Jahr 2011 auf dem derzeitigen Niveau von 6 Cent/kWh, so ist es möglich, mit demselben Förderaufwand von 18,9 Mio. Euro im Jahr 2012 neue Verträge für Windkraft mit rund 195 MW zu vergeben.

Nunmehr neu vorgesehen ist in § 23 eine Umstellung der Darstellung der Begrenzung der Mittel auf die Zahlungsverpflichtung (Auszahlungssumme) in der gesamten Tariflaufzeit der Projekte („kontrahierbares Einspeisetarifvolumen“): Kilowattstunden der Jahresstromproduktion der Neuanlagen mal der Tariffhöhe (bei Wind 9,7 Cent/kWh) mal der Tariflaufzeit (bei Wind 13 Jahre). In dieser fälschlicherweise schnell als „Förderbudget“ wahrgenommenen Summe ist also auch der Wert des Stroms enthalten, es handelt sich nicht nur um reine Fördersummen. **Es kommt zu Verzerrung hinsichtlich der Darstellung der Förderung von Ökostrom und zu Verwirrung in der Kommunikation betreffend Kosten des Ökostrom-Ausbaus. Außerdem erfolgt dadurch eine Begrenzung des Mengenzuwachses.**

Neu soll dieses kontrahierbare Einspeisetarifvolumen auf 800 Mio. Euro für Ökostromanlagen und davon 350 Mio. Euro für Windkraftanlagen festgelegt werden. Für die Windkraft bedeutet die Neuregelung, dass durch die regulären jährlich verfügbaren Mittel nur mehr ein geringerer jährlicher Ausbau möglich ist als im geltenden System.

Mit den 350 Mio. Euro an jährlichem Budget könnten 129 MW unter Vertrag genommen werden, das sind bei Verwendung der modernen 3 MW Anlagen lediglich 43 Anlagen im Jahr. (Zur Berechnung: Mit 129 MW Windkraft ergibt sich bei den im Gesetz vorgeschriebenen 2150 Volllaststunden eine jährliche Stromproduktion von 277 Mio. kWh. Diese Strommenge multipliziert mit dem Tarif von 9,7 Cent/kWh ergibt einen jährlichen Zahlungsbedarf der OeMAG an den Betreiber von 26 Mio. Euro. Dies mal 13 Jahre Tariflaufzeit gerechnet ergibt eine Zahlungsverpflichtung von 349,7 Mio. Euro).

Bei dem aktuellen Marktpreis Ende März 2011 an der Leipziger Strombörse von 6 Cent/kWh entsprechen die 350 Mio. Euro Zahlungsverpflichtung über die gesamte Tariflaufzeit einem Förderbedarf von 11,6 Mio. Euro nach dem geltenden Ökostromgesetz. Da in den Erläuterungen diese 350 Mio. Euro an kontrahierbarem Einspeisetarifvolumen für Windkraft mit 14 Mio. Euro Kontingent nach dem geltenden Gesetz in Verbindung gebracht werden, geht das Ministerium offensichtlich von einem Marktpreis von 5,1 Cent/kWh über 13 Jahre aus.

Problematisch ist, dass diese Umstellung zu einer Mengengrenzung für Ökostromanlagen wird. In Zukunft wäre auch bei zu erwartendem steigenden Marktpreis und damit

sinkendem Förderbedarf immer nur derselbe Windkraftausbau möglich. Im derzeit geltenden Gesetz, welches auf den Förderbedarf abstellt und nur diesen begrenzt, nicht die Gesamtmenge an Ökostromanlagen, ist bei zu erwartendem steigendem Marktpreis auch deutlich mehr Windkraftausbau möglich. Energieexperten gehen langfristig von steigenden Marktpreisen aus, daher ist die Umstellung des Systems eine Beschränkung des Ökostromausbaus in der Zukunft. Ziel einer Deckelung jeglicher Art kann lediglich sein, dass damit die Förderkosten in einem überschaubaren Rahmen gehalten werden. Die vorgeschlagene Regelung zielt aber darauf ab, die Zuwachsmenge an Ökostrom zu beschränken.

Betreffend Kontingentierung des kontrahierbaren Einspeisetarifvolumens in § 23 Abs 3: Derzeit ist nicht vorgesehen, was passiert, wenn die Mittel von einer Technologie nicht abgeholt werden. Fallen die Mittel anderen Technologien zu (arg „mindestens“ bei Windkraft und Wasserkraft)? Weiters sollte in Abs 7 präzisiert werden, dass die Zuschläge gem. § 21 sowie § 22 der Kategorie Biomasse und Biogas anzurechnen sind.

Wir fordern daher die Beibehaltung eines Systems, welches wie bisher auf die Kontrolle der Förderkostenentwicklung abzielt anstelle auf die Kontrolle des Mengenzuwachses.

5. Degression bei Einspeisetarif-Verordnung

§ 19 Abs 2 legt fest, dass bei der Festsetzung von Tarifen in der Verordnung nach Maßgabe der Kostenentwicklung der jeweiligen Technologie ein Abschlag vorzusehen ist. Weiters wird dort festgeschrieben, dass bis zum Inkrafttreten einer neuen Verordnung die für das jeweilige Vorjahr letztgültigen Tarife mit einem Abschlag von 10% weiter gelten.

In § 20 Abs 2 Z 1 wird bereits festgelegt, dass sich Einspeisetarife an den durchschnittlichen Produktionskosten zu orientieren haben. Dem entsprechend darf in § 19 (2) bei der Festlegung der Tarife nach Maßgabe der Kostenentwicklung nicht nur von Abschlägen die Rede sein, sondern müssen gegebenenfalls auch Zuschläge möglich sein. Für einen automatischen Tarifabschlag von 10% bei Verlängerung der Tarifverordnung über ein Jahr hinaus gibt es keine sachliche Grundlage.

Sinnvoll ist vielmehr eine mehrjährige Festlegung der Einspeisetarife, welche zu bereits im Vorhinein festgelegten Zeitpunkten evaluiert und bei Bedarf – in beide Richtungen – angepasst werden an die durchschnittlichen Produktionskosten.

6. Tarifeinstufung zum Zeitpunkt des Antrags

Unerlässlich sind Planbarkeit und Vorhersehbarkeit der Bedingungen. Zu § 18 Abs 5 ist daher festzuhalten, dass auch im Fall der Erweiterung von Anlagen der Preisansatz zum Zeitpunkt der Antragstellung und nicht des Vertragsabschlusses maßgeblich sein muss.

7. Aufbringung der Fördermittel – keine Abwälzung des Risikos auf Ökostromerzeuger

Die Aufbringung der Fördermittel wird neu gestaltet und erfolgt nunmehr einerseits über die „Ökostrompauschale“ (= bisherige Zählpunktpauschale, vgl. §§ 45ff) und andererseits über einen „Ökostromförderbeitrag“ (§ 48).

Der neue **Name Ökostrompauschale ist irreführend und nicht sachgerecht**, da aus diesen Mitteln auch die Förderung für die Aufwendungen nach dem KWK-Gesetz aufgebracht werden. Daher sollte der Name Zählpunktpauschale beibehalten werden.

Der Hauptteil der Mittel wird über einen neu zu schaffenden „Ökostromförderbeitrag“ aufgebracht. Der Ökostromförderbeitrag ist ein Beitrag, der von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern im Verhältnis zu dem von ihnen entrichteten Systemnutzungsentgelt geleistet werden muss. Auf diese Weise soll die von Wirtschaft und Industrie geforderte Entlastung der Industrie und des Gewerbe erfolgen: Je höher die Netzebene, an die ein Verbraucher angeschlossen ist, umso niedriger ist das Systemnutzungsentgelt pro Kilowattstunde. Der BMWFJ hat jährlich im Vorhinein den Ökostromförderbeitrag festzulegen, unterjährige Anpassungen sind zulässig.

Da die meisten **Komponenten des Systemnutzungsentgelts verbrauchsabhängig** sind, muss man davon ausgehen, dass auch dieser neue Ökostromförderbeitrag verbrauchsabhängig ist. Aus diesem Grund ist es möglich, dass eine **Genehmigung durch die EU-Kommission nicht reibungslos** bzw. gar nicht erwirkt werden kann. (Ein Fazit aus früheren Notifizierungsverfahren mit der EU-Kommission war, dass die Aufbringung der Fördermittel nicht verbrauchsabhängig erfolgen soll.) Es ist daher eine genaue Überprüfung dieser neuen Finanzierungsvariante erforderlich sowie eine optimale Gestaltung der Verhandlungen mit der EU-Kommission, damit die entsprechenden Vorschriften möglichst schnell genehmigt werden und in der Folge in Kraft treten können.

Der bisherige Verrechnungspreis, jener erhöhte Preis, zu welchem die OeMAG den Ökostrom an die Stromhändler zugewiesen hat, wird abgeschafft. In Zukunft soll nur noch ein „Abnahmepreis“ für den Ökostrom bezahlt werden. Dieser Abnahmepreis soll dem Strompreis des kurzfristigen Stromhandels entsprechen (§ 41 Abs 2: Die zugewiesenen Ökostrommengen sind „entsprechend der jeweiligen peak und off-peak day-ahead Spotpreise einer repräsentativen Strombörse, welche Liefergebiete in österreichischen Regelzonen betreibt, zu verrechnen. Konnte für den peak oder off-peak kein Preis ermittelt werden, ist der jeweilige Produktpreis des Vortages zu entrichten. Sollte ein negativer Preis ermittelt werden, ist ein Preis von 1 Cent/MWh zu entrichten.“)

Somit ist die Erlössituation der OeMAG aus dem zugewiesenen Ökostrom schwer vorhersagbar und kann enormen Schwankungen unterworfen sein. **Da eine Förderung nur mehr nach Maßgabe der vorhandenen Mittel erfolgt, können Liquiditätsengpässe rasch die Ökostromerzeuger treffen.** Differenzbeträge zwischen Einnahmen und Ausgaben der OeMAG sind erst im nächsten Jahr auszugleichen. Unterjährige Anpassungen des Ökostromförderbeitrags sind jedoch möglich. Fraglich ist, ob dies ein brauchbares System ist, denn das Risiko von Liquiditätsengpässen der OeMAG tragen alleine die Ökostrombetreiber: an zahlreichen Stellen des Gesetzes wird klar festgelegt, dass eine Auszahlung der Mittel nur nach Maßgabe der vorhandenen Mittel erfolgt (zB § 12 Abs 1, § 14 Abs 3 bis 5).

Es ist daher zu gewährleisten, dass Liquiditätsengpässe nicht gänzlich an die Ökostromerzeuger abgewälzt werden.

Besonders die nun dezidiert festgelegte **Möglichkeit, die Vergütung von Ökostrom aliquot zu kürzen** (§ 14 Abs 5), wenn mit den verfügbaren Mitteln nicht das Auslangen gefunden werden kann, ist aus Investitionssicherheitsgründen untragbar und lehnen wir daher ab.

8. Altanlagen

Bezüglich Altanlagen (nach dem geltenden Ökostromgesetz; also Anlagen vor 2003) ist zu gewährleisten, dass die Tariflaufzeit von 10 auf 15 Jahre angehoben wird.

Für Altanlagen nach dem geltenden Ökostromgesetz (Anlagen, für die vor dem 1.1.2003 die für die Errichtung notwendigen Genehmigungen vorlagen) wurde bei Erlassung des ÖSG im Jahr 2002 bezüglich Tariflaufzeit eine Sonderregelung festgelegt: In § 30 Abs. 3 Ökostromgesetz - einer Verfassungsbestimmung - wurde festgehalten, dass für die Altanlagen die jeweiligen gemäß EIWOG bestehenden Rechtsvorschriften weiter gelten (damit sind die Verordnungen der Landeshauptleute gemeint, welche die Einspeisetarife vor Inkrafttreten des ÖSG festlegten). Soweit diese Rechtsvorschriften keine Befristung für die Gewährung der Einspeisetarife enthalten, gelten diese Tarife ab Inbetriebnahme der Anlage auf die Dauer von 10 Jahren weiter.

Auf der Grundlage der gesetzlichen Bestimmungen des ELWOG wurde vom Landeshauptmann von Niederösterreich am 16.05.2002 die Niederösterreichische Mindestpreisverordnung erlassen, kundgemacht im Amtsblatt zur Wiener Zeitung am 24.05.2002. In dieser Mindestpreisverordnung befindet sich zwar keine formelle Befristung, es wird in § 1 Abs. 6 festgehalten, dass den in der Verordnung festgelegten Mindestpreisen eine Nutzungsdauer der Anlagen von 15 Jahren zugrunde liegt. Darüber hinaus ergibt sich dies auch klar aus dem Wortlaut der Erläuternden Bemerkungen für die Erlassung dieser Verordnung.

Die NÖ Ökostromerzeuger haben damals alle im Vertrauen auf eine Geltungsdauer der Tarife von 15 Jahren investiert, wie dies damals auch von allen Akteuren gedacht und verstanden war (teilweise wurden sogar die erläuternden Bemerkungen zur NÖ Einspeisetarife-Verordnung von Bankinstituten bei der Kreditgewährung verlangt). Nunmehr liegen bereits einige Fälle vor, wo 10 Jahre seit Inbetriebnahme verstrichen sind und die Erzeuger nicht mehr den Einspeisetarif erhalten, sondern nur mehr den Marktpreis (abzüglich Aufwendungen

für Ausgleichsenergie), weil von Seiten der Ökostromabwicklungsstelle argumentiert wird, dass es sich bei der NÖ Einspeisetarifverordnung um eine Vorschrift handelt, die keine Befristung enthält und daher die Tarifaufzeit nur 10 Jahre beträgt.

Auch im Burgenland sind erste Anlagen betroffen. Dort ist die Lage jedoch etwas anders als in NÖ, weil die zugrunde liegende Verordnung (VOR des LH vom 24. April 2002 betreffend die Bestimmung von Mindestpreisen für die Abnahme elektrischer Energie aus Öko- und KWK-Anlagen durch Verteilernetzbetreiber, LGBl Nr. 56/2002) nicht wie in NÖ festhält, dass die Nutzungsdauer der Anlagen von 15 Jahren zugrunde liegt. Allein in § 3 Abs 9, (dieser betrifft aber die Biomasse) findet sich der Hinweis, dass bei der Ermittlung des Abzugsbetrags eine Nutzungsdauer von 15 Jahren anzuwenden ist. Doch haben auch Windkraftinvestoren im Burgenland auf 15 Jahre vertraut.

Auch in den Ländern Wien und Steiermark gab es keine Befristung. Anders ist dies in OÖ: die OÖ Ökostromverordnung 2002 legt eine Befristung von 15 Jahren fest.

Im Zuge der Neufassung des Ökostromgesetzes sollte für all diese Anlagen eine Lösung gefunden werden, das heißt eine klare Festlegung der Tarifaufzeit auf 15 Jahre.

Hauptintention ist es, zu vermeiden, dass durch größere Erhaltungsinvestitionen Anlagen zur Stilllegung gezwungen werden. Aufgrund des fortgeschrittenen Alters sind immer mehr Anlagen davon betroffen und angesichts des niedrigen Marktpreises der letzten beiden Jahre geraten diese Anlagen bei größeren Erhaltungsinvestitionen an die Grenze der Wirtschaftlichkeit. Wir nehmen an, dass um die 140 bis 200 MW in absehbarer Zeit betroffen sein werden (Ende 2002 waren 140 MW Windkraft am Netz und hinzukommen noch jene Anlagen, die vor Ende 2002 alle Bewilligungen hatten). Es wäre volkswirtschaftlich unsinnig, bestehende Anlagen wieder abzuschalten. Die Investoren haben damals im Vertrauen auf den gültigen Einspeisetarife für eine Dauer von 15 Jahren investiert, wie dies damals auch von allen Akteuren gedacht und verstanden war.

9. Herkunftsnachweise

Die Forderung einer generellen Verpflichtung zur kostenlosen Abgabe von Herkunftsnachweisen (§ 10 Abs 5) ist nicht nachvollziehbar. Verständlicherweise sind die Herkunftsnachweise von Anlagen, welche geförderte Einspeisetarife erhalten, kostenlos abzugeben. Anlagen, die sich auf dem freien Markt befinden, kann diese Verpflichtung jedoch nicht treffen. In diesem Fall muss die Übergabe der Herkunftsnachweise Gegenstand eines entsprechenden zivilrechtlichen Vertrages sein.

Weiters sollte die Bestimmung des § 10 an die umfangreichen Erfordernisse des Art 15 RL 2009/28/EG angepasst werden (z.B. Standardisierung auf 1 MWh, Verwendung binnen von 12 Monaten, Entwertung nach Verwendung, etc).

10. Forderungen der IG Windkraft für eine Novelle

- Schaffung langfristiger und stabiler Rahmenbedingungen – Verankerung des Ziels von 25% sonstiger Ökostrom am Bruttoinlandsstromverbrauch 2020
- Abarbeitung des Rückstaus bei Windkraftprojekten ohne Abschläge bei den Tarifen
- Mehrjährige Festlegung der Einspeisetarife
- Gewährleistung der Fördermittel angesichts der oben genannten Ziele: Anhebung des Deckels von 21 Mio. Euro.
- Anhebung der Tarifaufzeit für Altanlagen (aus den Jahren vor 2003) von 10 auf 15 Jahre