
Wienerstraße 19 Tel: +43 (0) 2742/21 9 55
A-3100 St.Pölten Fax: +43 (0) 2742/21 9 55-5
Austria

e-mail: igw@igwindkraft.at
web: www.igwindkraft.at

**Expertise der IG Windkraft
zur Ermittlung der
Gestehungskosten für kosteneffiziente
Windenergieanlagen**

Mag. Stefan Hantsch
Mag. Stefan Moidl
Dr. Ursula Nährer

4. November 2009

Zusammenfassung

Durch Daten von Befragungen von Betreibern (insgesamt knapp 700 MW Windkraftleistung), Herstellern und Planern sowie Konditionen eines abgeschlossenen Rahmenvertrages konnten wir in den letzten Wochen und Monaten ein recht umfassendes Bild von der derzeitigen Kostensituation bei Investition und Betrieb erhalten. Nach Bekanntwerden der Expertisen von E-Control und Energieagentur traten wir nochmals mit Fachleuten der Branche in Kontakt, um unsere Werte und die Zahlen und Ansätze der beiden anderen Expertisen zu diskutieren.

Tarifempfehlung:

Um die effizientesten Standorte für die nächste Ausbaustufe realisieren zu können, empfehlen wir einen Tarif von 9,8 ct/kWh zuzüglich allfälliger Entgelte für die Netznutzung.

Als Hauptparameter haben wir erhoben:

| | |
|--|--|
| Stand der Technik: | Enercon E82/2MW-108m; Vestas V90/2MW-105m, oder ähnliche |
| Anlagenkosten: | 1.434 €/kW |
| Nebenkosten: | 328 €/kW |
| Gesamtkosten: | 1.762 €/kW |
| Wartungskosten vom 3. Jahr bis Ende Vollwartungsvertrag im 10-12. Jahr | 1,2 ct/kWh |
| Wartung nach Vollwartung | mindestens 2,4 ct/kWh, aber schwer abzuschätzen |
| Sonstige Betriebskosten (ab dem 1. Jahr): | 1,165 ct/kWh |
| BK-Steigerung: | 3% pro Jahr |
| Netznutzungsentgelte | Zuzüglich zum berechneten Tarif |
| Berechnungsdauer: | 13 Jahre |
| Volllaststunden: | 2.070-2.100 |
| Zinssatz | Analog zur Feststellung bei der SNT VO 2003 |

Investitionskosten:

Wir gehen davon aus, dass die Anlagenklasse mit 105-108m Nabenhöhe in den nächsten Jahren der Stand der Technik sein wird. Die dominierenden Anlagen werden die Enercon E82 2MW mit 108m Nabenhöhe und die Vestas V90 2MW mit 105m Nabenhöhe sein. Laut Angeboten und Daten des Rahmenvertrages liegen die **durchschnittliche Anlagenkosten inkl. Transport, Errichtung und Trafo (aber ohne Fundament) bei 1.434 €/kW.**

Die Nebenkosten liegen bei 105-108 m hohen Anlagen bei 328 €/kW.

Der Mittelwert für eine fix installierte Anlage mit 2 MW inkl. Nebenkosten beträgt in der Klasse von 105-108m somit rund 1.762 €/kW.

Betriebskosten:

Die Betriebskosten haben wir anhand einer Umfrage mit einem Rücklauf von 684 MW und anhand von Abschätzungen von Experten und Praxiswerten für aktuelle Projekte erhoben.

Für die Ermittlung der langfristigen Wartungs- und Instandhaltungskosten können bei Enercon Anlagen die Konditionen des Vollwartungsvertrags, also **indexgebundene 1,2 ct/kWh ab dem 3. bis zum 12. Betriebsjahr angenommen werden.**

Bei Vestas bis zum zehnten Jahr können ebenfalls die Vollwartungskonditionen von indexgebundenen 1ct/kWh (bei Berücksichtigung der Mindestbeträge kommt man auch hier auf rund 1,2 ct/kWh) angesetzt werden. **Danach sollte mindestens der doppelte Wert angesetzt werden.** Seriös abschätzen kann man diese Werte aber nicht. Auch aus dieser Sicht ist eine Kalkulation nur für 13 Jahre wesentlich seriöser und zielführender.

Sonstige Betriebskosten: 1,165ct/kWh ab dem 1. Jahr

Systemdienstleistungsentgelt, Netzverlustentgelt:

Seit 1.1.2009 müssen Erzeuger ab fünf MW Gesamtleistung nicht nur das Systemdienstleistungsentgelt zahlen, sondern auch ein Netzverlustentgelt. Durch den absolut gesehen hohen Wert und die starke Schwankung bedeuten die Netzgebühren ein unkalkulierbares Risiko und einen Eingriff in das Eigentumsrecht Auch für den Fördergeber stellt dies eine Unsicherheit dar, denn er muss diese Kosten bei der Tariffestlegung berücksichtigen, fallen diese jedoch weg, erhalten die Betreiber diese Komponenten des Tarifs weiter. **Als Lösung wird vorgeschlagen, dass die Tarife zuzüglich der allfälligen Netznutzungsentgelte verordnet werden.** Dies war auch bei der Tarifverordnung des Landes NÖ 2002 so.

Volllaststunden:

Im Schnitt können durch den Einsatz neuer Anlagen mit einem etwas größeren Rotor im Verhältnis zur Generatorleistung und höherer Türme im Bereich von 105-108m die schlechteren Windverhältnisse der nun zur Entwicklung anstehenden Standorte nur in etwa kompensiert werden. Eine nennenswerte Steigerung gegenüber den Volllaststunden der bisherigen 1,8-2,0 MW Klasse kann dadurch jedoch nicht bewirkt werden.

Im Schnitt lagen die Volllaststunden aller österreichischen Anlagen in den letzten beiden Jahren bei ca. 2.070. Unternehmen wie die AWP, die ein großes Portfolio von 216 MW in der absoluten Topregion hält, kommt 2008 auf nur 1940 Volllaststunden. Die E-Control analysiert in ihrer Expertise wiederum die Volllaststunden aller Anlagen seit 2004 und zieht nur die effizientesten Zwei-Drittel heran. Im Schnitt kommen diese effizienten Anlagen genau auf 2.100 Volllaststunden.

Auch der Auslastungsgrad der künftigen Anlagen wird sich im Schnitt im bisherigen Bereich bewegen, also zwischen 2070 und 2100 Volllaststunden.

Berechnungslaufzeiten:

Die Berechnungslaufzeit darf nur der garantierten Tarifaufzeit von 13 Jahren entsprechen.

Für eine Finanzierung muss sich das Projekt in der Tarifaufzeit rechnen. Um die künftigen Windprojekte finanzieren zu können, muss der Tarif so angesetzt sein, dass sich die Projekte innerhalb der Tarifaufzeit von 13 Jahren rechnen.

Es gibt noch keine Anlage der 2 MW Klasse, die zehn, geschweige denn 20 Jahre alt ist, und die bisherige Schadensstatistik zeigt, dass dieses Alter nur mit hohem Aufwand zu erreichen sein wird.

Bei Anlagen mit Investitionszuschüssen und altbewährter Technik wie Wasserkraft und KWK wird nur die Hälfte der realistischen Lebensdauer für die Förderberechnung veranschlagt: Windkraft darf nicht schlechter gestellt werden.

Eine Annahme von fiktiven Steigerungen des Marktpreises für Strom nur bei Windkraft oder PV wäre ebenfalls eine deutliche Schlechterstellung und klare Ungleichbehandlung gegenüber Wasserkraft und KWK, wo für die Förderberechnung im ÖSG der aktuelle Marktpreis bis zu 50 Jahre lang als konstant angenommen wird.

Wenn ein Projekt nicht erst nach 20 Jahren die Wirtschaftlichkeit erreicht, ist die Motivation für den Betreiber größer, die Anlagen früher zu repowern und damit neue Investitionen auszulösen.

Kapitalverzinsung:

Die Höhe der Verzinsung des Kapitals sollte nach dem System bestimmt werden, das auch bei der Festlegung der Systemnutzungsgebühren zur Anwendung kommt. Dies wird von der AEA in ihrer Expertise auch so angewendet.

Grundsätzliche Stellungnahme zu den Tarif-Expertisen von E-Control und Energieagentur

Vom Wirtschafts- bzw. Umweltministerium wurden wie schon in der Vergangenheit je eine Expertise der E-Control¹ und der Austrian Energy Agency² für die Entscheidung der Neufestlegung der Einspeisetarife in Auftrag gegeben.

Vorweg ist festzustellen, dass es sich bei den Auftragnehmern um die selben Institutionen bzw. großteils auch Personen handelt, die 2006 bei der letzten grundsätzlichen Festsetzung der Einspeisetarife die Ministerien mit Expertisen berieten. Rückblickend ist jedoch klar ersichtlich, dass die im Herbst 2006 festgelegten Einspeisetarife deutliche zu nieder waren. Die diesen Tarifen zugrunde liegende gemeinsame Expertise bildete schlichtweg nicht die Realität ab. Seit dieser Tariffestlegung kam es zu keinem relevanten Ausbau der Windkraft mehr – im Jahr 2007 10 Anlagen mit 19,5 MW Leistung, im Jahr 2008 7 Anlagen mit 14 MW Leistung und im Jahr 2009 wird keine einzige Anlage errichtet werden.³ Dem entgegen konnten in den Jahren 2003 bis 2006 durchschnittlich 200 MW Windkraft errichtet werden. Die IG Windkraft findet es erstaunlich, dass trotz dieses Ergebnisses die Ministerien neuerlich auf diese Institutionen vertrauen wollen.

Aus Sicht der IG Windkraft haben sich bei der Durchsicht der aktuellen Expertisen folgende generelle Punkte ergeben:

- Es ist festzustellen, dass auch in diesen Dokumenten oftmals veraltete Werte, welche nicht der aktuellen Marktlage entsprechen, zur Anwendung kommen. Etwa werden mehrere Jahre zurückliegende Anlagenpreise aus der Literatur zitiert, die nicht der aktuellen Situation entsprechen. Teilweise zitieren sich die Institutionen mit ihren alten Erhebungen selbst, obwohl diese bekanntlich 2006 zu dem falschen Ergebnis führten.
- Die Berechnung und Beurteilung des erforderlichen Einspeisetarifs muss praxisnahe sein und den in der Wirtschaft für die Beurteilung von Investitionsentscheidungen üblichen Anforderungen und Methoden gerecht werden. Dies ist leider nicht immer gewährleistet. Oftmals angestellte theoretische Überlegungen, wie z.B. bei den Ausführungen zu den zu erwartenden Volllaststunden, sind entweder nicht nachvollziehbar oder können der realen Praxis nicht gerecht werden
- Durch die Kombination von Werten von Projekten unterschiedlicher Charakteristik und technischer Auslegung werden theoretische Werte errechnet, die nicht in der Praxis erzielt werden können. Etwa werden Investitionskosten von Anlagen mit geringer Nabenhöhe mit den Volllaststunden von Anlagen mit größeren Nabenhöhen kombiniert. Daraus ergeben sich rechnerische Werte, die in der Praxis nicht erreicht werden können. Damit kommt es neuerlich zu Fehleinschätzungen des für den ökonomischen Betrieb von neuen Windkraftanlagen erforderlichen Einspeisetarifes.
- Positiv soll erwähnt sein, dass sowohl bei der E-Control als auch bei der Austrian Energy Agency der Ansatz der Berechnungslaufzeit mit der garantierten Tariflaufzeit von 13 Jahren zur Anwendung bzw. zur Mitwirkung gekommen ist. Ebenso wird begrüßt, dass die AEA die Kapitalverzinsung an die Systematik bei der SNT VO angeglichen hat.

¹ E-Control; EXPERTISE Zur Neubestimmung der „Preise“ (Einspeisetarife) gemäß Zweiter Ökostromgesetz-Novelle 2008, September 2009.

² Austrian Energy Agency; Tarifempfehlungen für eine neue Ökostromverordnung auf Basis der 2. Ökostromgesetz-Novelle 2008; September 2009.

³ Wobei diese Anlagen meist Erweiterungen bestehender Windparks waren und bessere Konditionen wie z.B. günstigere Anlagenpreise aus der Vergangenheit nutzen konnten.

Grundlagen für die Berechnung für Einspeisetarife aus Sicht der IG Windkraft

Stand der Technik:

Die Anlagenklasse, die in Österreich auch in den nächsten Jahren hauptsächlich zum Einsatz kommen wird, ist die 2 MW Klasse mit 80 bis 90m Durchmesser. Traditionell teilen sich die beiden Hersteller Enercon und Vestas den österreichischen Markt Großteils auf. Wie weit es hier zum stärkeren Eintritt neuer Hersteller kommen wird, ist schwer abzusehen und wird sicher mit der Attraktivität der Rahmenbedingungen zusammenhängen, da mit dem Markteintritt auch Kosten in Form von fixen Serviceteams verbunden sind. Insgesamt dürften die Enercon E82 und die Vestas V90 die dominierenden Anlagen in den kommenden Jahren in Österreich bleiben. Während die V90 schon am österreichischen Markt eingeführt ist, steht die E82 mit 2MW (bzw. wird sie mit gleichem Rotordurchmesser auch als 2,3 MW Anlage angeboten) erst vor ihrer Einführung. Die V90 gibt es mit 78m, 105m und 125m Nabenhöhe, wobei 105m in der Vergangenheit und wahrscheinlich auch in den kommenden Jahren die standardmäßige Höhe sein wird. Die E82 gibt es mit 86m Nabenhöhe (Stahlurm), 98m (Stahl, oder Beton), 108m (Beton) und 138m (Beton). Inwieweit der 125m bzw. 138m hohe Turm in der Realität zur Anwendung kommen wird, hängt einerseits von der Wirtschaftlichkeit ab, andererseits aber ganz wesentlich von den Vorgaben der Raumordnung.

Anlagenkosten:

Zur Feststellung der aktuellen Investitionskosten wurden von uns in den vergangenen Wochen und Monaten Anlagenbetreiber und Hersteller nach aktuellen Kosten befragt. Die Preisfindung wurde dadurch erschwert, dass bekanntermaßen in Österreich in den letzten drei Jahren de facto keine Anlagen errichtet wurden.

Wir erhielten jedoch zwei aktuelle Angebote von verschiedenen Herstellern für konkrete Projekte, weiteres die (Listen-)Preise eines Herstellers sowie einen vor kurzem von einer international tätigen österreichischen Firma abgeschlossenen Rahmenvertrag für mehrere hundert Megawatt Leistung. Sie sollen sowohl außerhalb von Österreich, als auch (bei entsprechenden Rahmenbedingungen) in Österreich, errichtet werden.

Kann man bei Hersteller-Angeboten noch einen gewissen Verhandlungsspielraum nach unten vermuten, so ermöglicht uns der nach dem Sommer 2009 tatsächlich abgeschlossene Rahmenvertrag für mehrere hundert MW einen sehr genauen Einblick auf die bestmöglich erzielbaren Preise. In der aktuellen Stellungnahme dürfen wir leider nur die gemittelten Preise aus dem Angebot des Herstellers und der tatsächlich endverhandelten Preise je Anlagentyp weitergeben.⁴ Nach unserer Einschätzung gibt dieser Mittelwert aber einen Preis wieder, der für Projektgrößen, wie sie in Österreich typisch sind, realistisch ist. Außerdem sollte man sich von möglichen Rabatten nicht zu viel erwarten, da sie bei den uns vorliegenden Daten meist deutlich unter 10% liegen.

⁴ Die Preise des entsprechenden Vertrages sind vertraulich. Der Anlagenbetreiber kann sich aber vorstellen, den befassten Ministerien Einblick in die Vertragskonditionen zu geben, sofern absolute Vertraulichkeit gewährleistet werden kann.

| Investkosten Windenergie 2009 | | | | | | |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|--|
| Gesamtinvestkosten | Enercon 138m | Enercon 108 | E82-2MW, 98m | Vestas Loc | Vestas Loc | |
| | E 82-2 MW 138m | E-82-2MW,108m | E82-2MW, 98m | V90-2MW,105m | V90-2MW,125m | |
| Anlage inkl. Trafo | 3.337.500 | 2.871.000 | 2.939.000 | 2.727.000 | 3.010.000 | |
| Transport | 178.500 | 110.250 | incl. | incl. | incl. | |
| Kran | 90.000 | 28.000 | incl. | incl. | incl. | |
| Trafo | incl. | - | incl. | incl. | incl. | |
| Fundament | 103.500 | 75.000 | incl. | 150.000 | 240.000 | |
| Zufahrt und Zuwegung | 98.313 | 98.313 | 98.313 | 98.313 | 98.313 | |
| Interne Verkabelung + WP Übergabestation | 50.110 | 50.105 | 50.110 | 50.110 | 50.110 | |
| Netzanschluss | 40.000 | 40.000 | 40.000 | 40.000 | 40.000 | |
| Vorgelagerte Netzverstärkung | 215.000 | 215.000 | 200.000 | 200.000 | 200.000 | |
| Nachtkennzeichnung/Befuerung | 23.400 | 23.400 | 23.400 | incl. | incl. | |
| Tagesmarkierung | 5.000 | 5.000 | 5.000 | incl. | incl. | |
| Ultraschallanemometer | 5.200 | 5.200 | 5.200 | 5.200 | 5.200 | |
| Eisdetektoren | 12.000 | 12.000 | 12.000 | 11.091 | 11.091 | |
| Blattheizung | 30.000 | 30.000 | 30.000 | | | |
| Condition Monitoring | | | | 10.000 | 10.000 | |
| Planung, Projektentwicklung | 100.000 | 100.000 | 100.000 | 100.000 | 100.000 | |
| Gesamtkosten Summe | 4.288.523 | 3.663.268 | 3.503.023 | 3.386.514 | 3.759.514 | |
| Anlagenkosten inkl. Trafo u Erricht | 3.606.000 | 3.009.250 | 2.939.000 | 2.727.000 | 3.010.000 | |
| Nebenkosten | 682.523 | 654.018 | 564.023 | 659.514 | 749.514 | |
| Gesamtkosten/MW | 2.144.261 | 1.831.634 | 1.751.511 | 1.693.257 | 1.879.757 | |
| Anlagenkosten/MW | 1.803.000 | 1.504.625 | 1.469.500 | 1.363.500 | 1.505.000 | |
| Nebenkosten/MW | 341.261 | 327.009 | 282.011 | 329.757 | 374.757 | |
| Gesamtkosten/m² | 812 | 694 | 663 | 533 | 591 | |
| Nebenkosten/m² | 129 | 124 | 107 | 104 | 118 | |
| Anlagenkosten/m² | 683 | 570 | 557 | 429 | 473 | |

Tabelle Anlagenkosten 2009

Bei den **reinen Anlagenkosten** kommt man bei der **E82 mit 2 MW bei 98m Stahlurm auf 1.470 €/kW⁵**. Bei einem **108m Betonturm auf 1.505 €/kW** und bei einem **138m Turm auf 1.803 €/kW**. Die E82 wird allerdings seit kurzem auch als 2,3MW Anlage ausgeliefert. Hier muss jedoch wieder darauf hingewiesen werden, dass der tatsächliche Ertrag bei Windkraftanlagen wesentlich weniger von der installierten Leistung als von der Rotorfläche abhängt. Im gegenständlichen Fall bringt die Leistungserhöhung um 15% laut Berechnungsprogramm ALWIN nur einen Mehrertrag von rund 4%. Auch im Vergleich mit dem Verhältnis Generatorleistung zu Rotorfläche von anderen Herstellern bleibt die E82 eine typische 2,0 MW Anlage. Der Vollständigkeit halber seien hier aber trotzdem noch die spezifischen Kosten je MW bei 2,3 MW Generatorleistung genannt: 98m: 1.278 €/kW; 108m: 1.308 €/kW; 138m: 1.568 €/kW. (Möchte man diese Preise verwenden, muss man jedoch die Volllaststunden um ca. 11% reduzieren.)

Bei **Vestas** wird die **V90** noch länger der Standardtyp bleiben: Hier haben wir ein Angebot für ein konkretes Projekt im Weinviertel mit 10 Anlagen vom Frühjahr dieses Jahres: Bei **105m Nabenhöhe (Stahlurm) liegt man bei 1.364 €/MW** und bei **125m Nabenhöhe bei 1.505€/kW**.

Mittelt man die sich am nächsten kommenden Typen E82 2MW mit 108m und V90 2MW mit 105m, erhält man durchschnittliche Kosten für die Anlage inkl. Transport, Errichtung und Trafo (aber ohne Fundament) von 1.434 €/kW.

⁵ Hier liegt uns nur ein Angebot für ein konkretes Projekt in NÖ vor. Die Fundamentkosten sind bei diesem Angebot im Anlagenpreis bereits enthalten, es ist daher etwas teurer wie die Anlage mit 108m, wo aber das Fundament teilweise extra ausgewiesen ist.

Nebenkosten:

Fundamente:

Bei Enercon wird das Fundament (genauso wie Transport und Errichtung) nicht standardmäßig in einem Anlagenkomplettpreis angeboten. Laut Aussagen des früheren Enercon Händlers sind die Transport- sowie Errichtungskosten und eventuell das Fundament bei größeren Bestellvolumina die hauptsächliche Verhandlungsmasse, bei der es zu Preisnachlässen kommt.⁶ Bei Vestas ist das Fundament nicht im Anlagenpreis enthalten. Nach derzeitigen Ausschreibungen kann man mit 150.000 € - 200.000 € bei einem Fundament für einen Turm mit 105m Nabenhöhe rechnen und mit 240.000 € bei 125m Nabenhöhe.⁷

Zufahrt und Zuwegung:

Laut Richtlinien der Hersteller braucht man zwischen den Anlagen in Hauptwindrichtung mindestens sechs Rotordurchmesser Abstand, in Nebenwindrichtung vier. Also ergibt sich ein Abstand von ca. 510m bzw. 340m zwischen den Anlagen. Da man nicht bei jeder Windradreihe eine eigene Straße braucht, sondern oft ein Stich zu den einzelnen WKA reicht, kann man im Schnitt von 350m Weg je Anlage ausgehen. Bei angenommenen weiteren 2km Weg für Zu- und Abfahrt kommt man bei zehn Anlagen auf 550m je Anlage. Die Wege haben eine von den Herstellern vorgegebene Mindestbreite von mindestens 3,5m. Also ergibt sich eine Fläche von 1925m². Dazu kommt die Stellfläche für die Montage der Anlage von ca. 1100m². Insgesamt braucht man also pro Anlage ca. 3025 m² an zu befestigenden Wegen bzw. Stellflächen. Laut Betreiberangaben ist derzeit mit Herstellungskosten von 25-40€/m² zu rechnen. Wir nehmen den Mittelwert, also 32,5 €/m². Daraus ergeben sich Kosten von 98,3€ je Anlage oder **49,1 €/kW**.⁸

Interne Verkabelung und WP Übergabestation:

Wieder nehmen wir einen Beispielpark mit zehn Anlagen an. Die Kabel werden entlang der Windradreihen geführt und wegen mehr Ausfallssicherheit meist in einem internen Ring geführt. Je nach Anordnung entweder mehr in Haupt- oder Nebenwindrichtung ergibt sich ein mittlerer Abstand von 425m. Da die ideale symmetrische Form meist nicht eingehalten werden kann bzw. man aus verschiedenen Gründen die Kabel nicht in Luftlinie verlegen kann, kann man grob mit einem Zuschlag von 15% rechnen. Insgesamt kommt man also auf 479m. Je m Kabel inkl. Verlegung betragen die Kosten derzeit ca. 90 €. Das sind 43.110 € je Anlage. Eine einfache windparkinterne Übergabestation kostet zwischen 60.000 € und 80.000 €. Bei zehn Anlagen sind das im Schnitt 7.000 € /Anlage. Insgesamt belaufen sich die Kosten daher auf ca. 50.110 € je Anlage, bzw. **25,1 €/kW**.⁹

Netzanschluss:

Für die Verbindung von der WP-Übergabestation zum 20 kV-Netz muss auch der Windkraftbetreiber aufkommen. Je Laufmeter Kabel ist bei 3-phasigem System mit mindestens 100 € zu rechnen; Fluss, oder Straßenquerungen sind hier noch nicht

⁶ Gespräch Fritz Herzog, GF Ökoenergie Wolkersdorf, 13.10.09.

In der obigen Tabelle sind daher bei den mittleren Kosten bei Enercon für Transport/ Errichtung/ Fundament sehr günstige Preise angeführt, weil es sich dabei schon um Mittelwerte aus Angeboten handelt, wo diese Posten extra enthalten sind und aus Verträgen/Angeboten, wo diese Posten nicht mehr ausgeführt sind, sondern diese Kosten im Anlagengesamtpreis enthalten sind.

⁷ Gespräch mit Thomas Huemer, GF Im Wind Elements, 14.10.2009.

Bei einem Hersteller kommt es bei etlichen bestehenden Fundamenten zu Problemen bei der Lastübertragung ins Fundament. Dies kann die langfristige Haltbarkeit des Fundaments gefährden. Sanierungskonzepte werden derzeit ausgearbeitet und neue Fundamente werden wesentlich aufwendiger gebaut werden müssen.

⁸ Gespräch mit Fritz Herzog, GF Ökoenergie Wolkersdorf, 13.10.2009

⁹ ebd.

berücksichtigt. Bei angenommenen 8km Leitung sind das 800.000 €, bei 10 Anlagen á 2 MW ergeben sich **40 € /kW**.¹⁰

Netzverstärkung:

Die EVN verlangt für die Verstärkung des vorgelagerten Netzes von den Betreibern pauschal 100.000 €/MW. Bei der BEWAG lagen diese Kosten bei 60.000 €/MW. Laut Expertise der AEA rechnet die BEWAG künftig mit 132.000 €/ MW, die „voraussichtlich über Netztarife finanziert werden“ könnten.¹¹ Warum diese Kosten, anders als bis jetzt, sozialisiert werden sollten, scheint unklar. Wir gehen daher bei unserer Kostenbetrachtung nicht von einer allgemeinen Sozialisierung der Verstärkungskosten aus. Da die neuen Kosten der BEWAG Netzverstärkung noch unklar sind, nehmen wir die bisherigen Kosten der EVN von **100 €/kW** auch für das Burgenland an.

Die Posten Luftfahrtkennzeichnung (Tag/ Nacht), Eisdedektoren, werden den Betreibern als Auflage standardmäßig vorgeschrieben. Ähnliches gilt in Zukunft im Burgenland voraussichtlich auch für die **Blattheizung**. Die Werte stammen einerseits von Angeboten der jeweiligen Hersteller bzw. aus dem abgeschlossenen Vertrag. Preisunterschiede zwischen Angeboten und endgültigen Verträgen gibt es hier üblicherweise nicht. Die Preise unter den verschiedenen Anlagen sind schwer zu vergleichen, da diese Posten ganz unterschiedlich schon in den Gesamtanlagenpreisen enthalten ist. Sie reichen **von 5 bis 30 €/kW**.¹²

Condition Monitoring ist bei Anlagen mit Getrieben zum Standard geworden. Ein System kostet 10.000 € /Anlage aufwärts.¹³

Projektentwicklung und Bau-Abwicklung

Die Projektentwicklung sowie Bau-Abwicklung liegen in einem Rahmen von derzeit ca. 50.000 €/MW für größere Projekte ab 10 Anlagen. Dies mit steigender Tendenz, da die Anforderungen an die Untersuchungen immer aufwendiger werden und auch das Projektierungsrisiko steigt, da nicht mehr alle angefangenen Projekte tatsächlich realisiert werden können.¹⁴

Nebenkosten gesamt:

Insgesamt kommt man auf Nebenkosten bei der E82/ 2MW von 282 €/kW bei einer Nabenhöhe von 98m, auf 327 €/kW bei einer Nabenhöhe von 108m und von 341 €/kW bei einer Nabenhöhe von 138m.

Im Fall der Durchrechnung mit 2,3MW ergeben sich 258 €/kW bei 98m; 291 €/kW bei 108m und 303 €/kW bei 138m NH.

Bei Vestas liegen die Nebenkosten bei 330 €/kW bei 105m Nabenhöhe bzw. bei 375 €/kW bei 125m Nabenhöhe.

Der Mittelwert von Vestas und Enercon liegt bei 328 €/kW.

Durch die Mittelung der Kosten bei Wegebau und Kabel kommt es tendenziell zu einer Unterschätzung der Kosten für die größeren Anlagen bzw. Überschätzung bei den kleineren Anlagen.

¹⁰ ebd.

¹¹ Herbert Tretter (Austrian Energy Agency): Tarifempfehlungen für eine neue Ökostromverordnung, 2. aktualisierte Ausgabe: S68, Wien, September 2009

¹² Gespräch Thomas Huemer, GF ImWind Elements GmbH: 19.10.2009

¹³ Gespräch Johannes Trauttmansdorff, GF ImWind GmbH: 20.10. 2009

¹⁴ Gespräch Joachim Payr, GF Energiewerkstatt GmbH: 20.10.2009

Gesamtkosten:

Die Gesamtkosten liegen Bei der E82 /2 MW mit 98m Nabenhöhe bei 1.752 €/kW, bei 108m Nabenhöhe bei 1.832 €/kW und bei 138m Nabenhöhe bei 2.144 €/kW. Rechnet man mit bei der E 82 mit einer Leistung von 2,3 MW anstatt von 2 MW, liegt man bei 1.536 €/kW; 1.599 €/kW bzw. 1.871 €/kW, allerdings bei weniger Volllaststunden.

Bei Vestas kommt man auf 1.693 € /kW bei 105m Nabenhöhe und auf 1.880 €/kW bei 125m Nabenhöhe.

Der Mittelwert für eine fix installierte Anlage mit 2 MW inkl. Nebenkosten beträgt in der Klasse von 105-108m Nabenhöhe somit rund 1.762 €/kW.

Betriebskosten:

Die IG Windkraft hat von Juli bis September 2009 für die Neuauflage der Studie „Wirtschaftsfaktor Windenergie“ im Auftrag des BMVIT eine Umfrage unter allen Windkraftbetreibern zu den Betriebskosten der Windenergie durchgeführt. Für das Jahr 2008 erhielten wir von 19 Unternehmensgruppen Daten von 686 MW Gesamtleistung. Die Daten wurden einer Plausibilitätsüberprüfung unterzogen und unrealistische Werte eliminiert. Wenn möglich wurden angegebene Werte anhand von zugänglichen Geschäftsberichten überprüft. Die Windkraftbetreiber gaben auch ihre Energieerzeugung an, welche für die Berechnung der spezifischen Werte herangezogen wurde. Im Schnitt lagen die gesamten Betriebskosten bei 2,74 ct/kWh. Wir werteten die sechs größten Firmen mit jeweils mindestens 50 MW separat aus. Bei ihnen konnte einen Schnitt von 1,89 ct/kWh verzeichnet werden.

Durch die breite Datenbasis von 686 MW erhält man zwar eine gute Momentaufnahme von 2008, die Werte bedeuten aber nur eine Untergrenze für die Betrachtung langfristiger Betriebskosten von neuen Maschinen. Das Durchschnittsalter der Anlagen liegt unter fünf Jahren. Viele Anlagen sind noch in Garantie. Die Pachtkosten liegen noch auf dem Niveau von vor dem Bau dieser Anlagen. Heute sind die Preise oft wesentlich höher. In der Kostenabschätzung werden daher die erhobenen Daten manchmal nur als Vergleich und als Leitlinie herangezogen und andere Werte von aktuellen Angeboten bzw. Verträgen verwendet. Als Berechnungsbasis für spezifische Werte je kWh dienen dann 2.100 Volllaststunden.

Wartung:

Bei der Befragung lag der Schnitt der Wartungskosten nur bei 0,6 ct/kWh. Dieser Wert liegt deutlich unter den Erwartungen für die langfristigen Kosten. Einerseits gibt es noch Anlagen, die beim Kauf eine Garantieerweiterung abgeschlossen hatten (vor allem bei Vestas) und sich deswegen noch in Garantie befinden. Weiters gibt es beim Vollwartungsvertrag von Enercon verschiedene Zahlungsmodalitäten, die in den ersten Jahren einen niedrigeren Preis (dafür ab dem ersten Jahr) ermöglichen.

Für eine aktuelle Abschätzung der langfristigen Betriebskosten ist eine Betrachtung von sogenannten Vollwartungsverträgen am zielführendsten. Sie werden seit einigen Jahren von verschiedenen Herstellerfirmen angeboten. Abgedeckt sind dadurch Wartung und Schäden der Anlage, ausgenommen Schäden verursacht von außen und Schäden am Fundament. Die Preise für die Vollwartungsverträge sind in den letzten Jahren in etwa gleich geblieben.

Die Kosten betragen bei Enercon ab dem 3. Jahr 1,2 ct/kWh Jahresproduktion. Der Mindestpreis pro Jahr beträgt 39.500 € pro Anlage. Die Laufzeit beträgt normalerweise 12 Jahre. Die Kosten sind an den Verbraucherpreisindex gebunden. Die maximale Laufzeit soll demnächst auf 15 Jahre ausgeweitet werden. Es gibt auch die Zahlungsvariante, dass man ab dem ersten bis zum fünften Jahr nur 0,6 ct/kWh zahlt. Und dann ab dem 6. bis zum 12 Jahr 1,2ct.¹⁵

Bei Vestas beläuft sich die Vollwartung auf 1 ct/kWh.

Der Mindestbetrag pro Anlage beträgt allerdings zwischen 42.000 € im ersten Betriebsjahr und 48.000 im 10. Betriebsjahr.

Nach den 10 Jahren betragen die Kosten für den Wartungsvertrag bei einer Vestas V90: 34.000€ steigend auf 37.000 € im 15. Jahr. Reparaturkosten für Großkomponenten sind nicht mehr enthalten.

In Österreich sind bei Anlagen mit Getrieben sehr häufig Schäden bis zu Totalschäden von Getrieben und Generatoren zu beobachten. Der Austausch eines 2MW-Getriebes kostet ohne Ertragsverluste ca. 300.000 €. ¹⁶ Von den rund 140 Getriebe-Anlagen einiger großer Betreiberfirmen mit einem Durchschnittsalter unter vier Jahren wurden laut einer internen Aufstellung der Betreiber bisher 36 Getriebe getauscht. Schwerwiegende andere Schäden wurden nicht aufgelistet. Meist fallen diese Maßnahmen noch unter eine (erweiterte) Garantiezeit, weswegen die Betreiber oft noch nicht mit hohen Kostenbelastungen konfrontiert waren. Nach Ende der Garantie- bzw. Vollwartungszeit können diese Schäden jedoch zu einer gravierenden Kostenbelastung werden.

Von einem Windpark mit Errichtungsjahr 2003, von dem uns alle größeren Schäden vorliegen, kam es bei den neun Anlagen der 2MW-Klasse zu folgenden schweren Schäden innerhalb der ersten fünf Betriebsjahre:

7x Getriebeschaden mit Tausch

11x Generatorschaden mit Tausch

1x Trafoschaden mit Tausch

Mehrere Blattschäden durch Blitzeinschlag

Aber auch bei den getriebelosen Enercon-Anlagen kommt es zu Schäden (die aber durch das weit verbreitete Vollwartungssystem für die Betreiber bisher weniger spürbar waren). Beispielsweise wurden die Flügel von fast allen 1,8 MW Anlagen der ersten Tranche getauscht. Auch hier kommt es, zwar nicht so häufig, aber doch, zum Tausch der Generatoren.

Für die Ermittlung der langfristigen Wartungs- und Instandhaltungskosten bis zum 12 Betriebsjahr können bei Enercon-Anlagen die Konditionen des Vollwartungsvertrags, also indexgebundene 1,2 ct/ kWh ab dem 3. Betriebsjahr, angenommen werden.

Bei Vestas kann man bis zum zehnten Betriebsjahr ebenfalls die Vollwartungskonditionen von indexgebundenen 1ct/kWh ansetzen (bei Berücksichtigung der Mindestbeträge kommt man auch hier auf rund 1,2 ct/kWh).

Welche Kosten sowohl bei Vestas als auch bei Enercon danach anzusetzen sind, ist aus heutiger Sicht seriös nicht abzuschätzen. Der doppelte Wert ist aber sicher nicht zu gering angesetzt. ¹⁷ Ein einziger Getriebeschaden innerhalb von 10 Jahren wirkt sich auf

¹⁵ Gespräch Andreas Hartl, Enercon Österreich, 23.10.2009

¹⁶ Gespräch Markus Winter, Technischer GF, Windkraft Simonsfeld AG, 22.10.2009

¹⁷ Gespräch Hans Winkelmeier, GF Verein Energiewerkstatt, 19.10.2009

die produzierte kWh dieser Zeitspanne mit mehr als 0,7ct/kWh aus. Ein neuer Satz Flügel kommt noch teurer. Auch aus dieser Sicht ist eine Kalkulation nur für 13 Jahre wesentlich seriöser und zielführender.

CMS:

Vor allem bei Getriebe-Anlagen ist der Einbau von Condition Monitoring Systemen (CMS) zum Standard geworden. Hier sind jährliche Kosten von ca. 2.500 € / Anlage für Wartung und Auswertung zu verzeichnen. Pro kWh sind das bei 2.100 Volllaststunden 0,06 ct/kWh. Da nur ca. 2/3 aller Anlagen in unserer Annahme Getriebe-Anlagen sind, fallen im Schnitt **0,04 ct/kWh** an.

Versicherung:

Bei der Umfrage ergab sich ein Wert von **0,11 ct/kWh** bei den großen Betreibern und 0,21ct/kWh im Gesamtschnitt. Als langfristigen Schnitt nehmen wir **0,15ct/kWh** an.

Für **Betriebs- und Geschäftsführung inkl. externer Beratung** wurden bei den großen Windparks 0,45 ct/kWh aufgewendet. Im Mittel über alle Windparks waren es 0,43 ct/kWh. Interessant ist, dass hier kleinere Betreiber geringere Verwaltungskosten haben, dies ist wahrscheinlich darauf zurückzuführen, dass bei kleinen Betreibern die Verwaltung noch nicht professionalisiert ist und keine Lohnkosten anfallen.

Für die Berechnung empfehlen wir den Mittelwert von **0,44ct/kWh**.

Bei der **Pacht** lag der Mittelwert sowohl für den Gesamtmittelwert als auch bei den großen Betreibern bei 0,11ct/kWh, oder ungefähr 1,4% der Stromerlöse bei einem Tarif von 7,8 ct kWh. Schon vor drei Jahren lag der typische Preis für einen neuen Pachtvertrag bei 2% der Stromerlöse. Bei heute abgeschlossenen Verträgen kann man von +/- 10.000 € pro Anlage für Pacht und Infrastrukturnutzung der Gemeinden ausgehen. Dies sind ca.2,5% vom Stromerlös. Tendenz bei den rarer werdenden guten Standorten steigend.¹⁸

Als Wert wird 2,5% des Stromerlöses empfohlen. Bei 9,8 ct Tarif sind das **0,245 ct/kWh**.

Rückbaurücklage:

Die Betreiber berücksichtigen schon jetzt eine Rückbaurücklage von 0,15ct/kWh (große Betreiber) bis 0,30 ct/kWh (Gesamtschnitt) für den Abbau der Anlagen ein. Der Abbau einer E82 mit Betonurm und Abschremmen des Fundaments kostet ca. 172.000 €. Bei einem Stahlurm kann mit deutlich geringeren Kosten gerechnet werden. Wir berücksichtigen den Wert der großen Betreiber von **0,15ct/kWh**, das ergibt innerhalb von 13 Jahren 82.000 €.

Eigenbedarf sowie Zählergebühren:

Für den Eigenbedarf sowie Zählergebühren wurden als Gesamt - Mittelwert 0,15 bzw. **0,14 ct/kWh** für die großen Betreiber erhoben. Ein etwaiges Systemnutzungsentgelt ist hier noch nicht inbegriffen.

Systemdienstleistungsentgelt, Netzverlustentgelt:

Seit 1.1.2009 müssen Erzeuger ab fünf MW Gesamtleistung nicht nur das Systemdienstleistungsentgelt zahlen, sondern auch ein Netzverlustentgelt. Das Systemdienstleistungsentgelt betrug zuletzt für den Netzbereich der APG 0,155 ct/kWh. Es war in der Vergangenheit starken Steigerungen von bis zu 50% pro Jahr unterworfen. Zusätzlich wurde ebenfalls für Erzeuger ab 5 MW ein Netzverlustentgelt eingeführt. Es ist

¹⁸ Gespräch Markus Weiß, Projektentwickler der WEB Windenergie: 21.10.2009

abhängig von der jeweiligen Netzebene, an die der Erzeuger angeschlossen ist, und bewegt sich zwischen 0,09 und 0,26 ct/kWh. Durch den absolut gesehen hohen Wert und die starke Schwankung bedeuten die Netzgebühren ein unkalkulierbares Risiko und einen Eingriff in das Eigentumsrecht, da der Betreiber diese Mehrkosten nicht weitergeben kann. Gerade deswegen sind zahlreiche Verfahren gegen die Einhebung dieser Entgelte bei Ökostromerzeugern beim VfGH anhängig. Auch für den Fördergeber stellt dies eine Unsicherheit dar, denn er muss diese Kosten bei der Tariffestlegung berücksichtigen, sollte durch eine entsprechende Entscheidung des VfGH die Systemnutzungstarife-VOR gekippt werden, werden die Ökostromerzeuger diese Entgelte aber nicht mehr zu entrichten haben.

Als Lösung wird daher vorgeschlagen, dass die Tarife zuzüglich der allfälligen Netznutzungsentgelte verordnet werden. Dies war auch bei der Tarifverordnung des Landes NÖ 2002 so. So kann man das Risiko der schwankenden Netzgebühren sowohl für die Investoren als auch für den Fördergeber ausschalten. Bei dieser Vorgehensweise würde sich zwar ein gewisser zusätzlicher Aufwand ergeben, da es je Netzebene eigene Tarife gäbe. Da davon jedoch nur Anlagen über fünf MW betroffen sind, ist die Zahl im Vergleich zu der Unzahl von unterschiedlichen Tarifen, die es schon gibt, sehr gering.

Sollte dieser Ansatz nicht verfolgt werden, so müssen die Netznutzungsentgelte mit einem Puffer, also mit mindestens 0,5ct berücksichtigt werden. 0,155 ct beträgt derzeit das Systemnutzungsentgelt, 0,09-0,26ct das Netzverlustentgelt. In den Erläuterungen zur SNT-VO 2009 wurden aber schon weitere Komponenten angekündigt (z. B. Netzbereitstellungsentgelt für Erzeuger). Auch sind die Netznutzungsentgelte stark vom Strompreis abhängig, wie man auch beim Entwurf für 2010 sieht, wo die Entgelte wieder gefallen sind. Bei der notwendigen Berücksichtigung der Steigerung der Netznutzungsentgelte müsste man daher die gleichen Steigerungsraten ansetzen, wie beim Strompreis. Insgesamt wäre wegen dieser Schwankungen eine Verordnung der Tarife zuzüglich dieser Kosten sinnvoller.

Betriebskostensteigerung:

Da die Betriebskosten entweder an den VPI gekoppelt sind, bei dem nach der Wirtschaftskrise auch ein Inflationsszenario möglich ist, andere Komponenten, wie Versicherung, wo noch höhere Steigerungsraten zu erwarten sind, empfehlen wir eine Betriebskostensteigerung von **zumindest 3% pro Jahr.**

Gesamtbetriebskosten:

Wartungs- und Instandhaltungskosten: 1,2ct/kWh ab dem 3.bis zum 10. bzw. 12. Betriebsjahr, danach doppelter Wert.

Sonstige Betriebskosten: 1,165ct/kWh ab dem 1. Jahr

BK Steigerung mit 3% pro Jahr

Entgelte für die Netznutzung sollten zuzüglich zum berechneten Tarif aufgeschlagen werden.

Berechnungslaufzeiten:

Die Berechnungslaufzeit darf nur der garantierten Tariflaufzeit entsprechen.

Für eine Finanzierung muss sich das Projekt in der Tariflaufzeit rechnen

Als Kreditlaufzeit kann maximal die Tariflaufzeit angenommen werden. Eine Finanzierung über diesen Zeitraum hinaus ist unrealistisch und wird von den Banken nicht akzeptiert. Innerhalb der dreizehn Jahre muss also das aufgenommene Kapital rückgeführt werden. Auch verlangten die Banken vor der Finanzkrise (und derzeit noch mehr), dass die Betreiber schon innerhalb der Kreditlaufzeit eine angemessene Eigenkapitalverzinsung nachweisen können, um bei etwaigen Mindererträgen noch einen Puffer zu haben.

Um die künftigen Windprojekte finanzieren zu können, muss der Tarif so angesetzt sein, dass sich die Projekte innerhalb der Tariflaufzeit von 13 Jahren rechnen.

Es gibt noch keine Anlage der 2 MW Klasse, die zehn, geschweige denn 20 Jahre alt ist.

Die Lebensdauer der Anlagen ist laut Hersteller zwar mit 20 Jahren angegeben, es gibt aber in der 2 MW Klasse noch keine Anlage, die tatsächlich so alt ist. Die ältesten Serien-Anlagen mit 1,8 MW sind neun Jahre alt. Es gibt kleinere Anlagen der 200kW Klasse, die 20 Jahre alt sind. Sie waren aber aufgrund der physikalischen Vorgaben noch nicht so bis an die Grenze ausgereizt wie die 2 MW Klasse. Die maximale Dauer von Vollwartungsverträgen von 12-15 Jahren (und das bei einer getriebelosen Anlage) spricht für sich. Es scheint aus heutiger Sicht fraglich (siehe Diskussion oben), ob, oder zu welchem Aufwand die Anlagen über die gesamte kalkulierbare Lebensdauer einsatzbereit sind.

Auch bei Anlagen mit Investitionszuschüssen wird im ÖSG nur die Hälfte der realen Lebensdauer veranschlagt: Windkraft darf nicht ungleich behandelt werden.

Der Durchrechnungszeitraum für Einspeisetarife ist im Ökostromgesetz nicht vorgegeben. Nur für Anlagen mit Investitionszuschüssen gibt es Vorgaben, welche analog für Windkraftanlagen angewandt werden sollten. Laut § 12a Abs.2 bzw. § 13a Abs.1 ÖSG muss für kleine bzw. mittlere Wasserkraftanlagen eine Durchrechnungsdauer von 25 Jahren für die elektrotechnischen Teile und 50 Jahren für die baulichen Teile angenommen werden. Ähnliches gilt für fossile KWK Anlagen. Hier dürfen laut §7 Abs. 6 KWK Gesetz sogar nur 15 Jahre Lebensdauer angesetzt werden. Sowohl bei der Wasserkraft als auch bei der KWK handelt es sich um altbewährte Energieformen. Trotzdem sieht der Gesetzgeber für die Förderberechnung zu Recht nur gut die Hälfte der in der Realität erzielbaren Lebensdauer heran.

Umgelegt auf die 20 Jahre erwartete Lebensdauer bei Windenergie sind schon die vorgeschlagenen 13 Jahre im Vergleich zu den anderen Technologien lang. Wie bereits erwähnt, gibt es die 1,8-2MW Windkraftanlagen-Klasse gerade erst neun Jahre und die bisherige Schadensstatistik gibt keinen Grund zu Optimismus.

Würde man also bei dieser jungen Technik auf die in der Theorie angegebene Maximallaufzeit von 20 Jahren gehen, während man bei alteingesessenen Technologien nur die Hälfte der Erfahrungswerte ansetzt, wäre das eine deutliche Schlechterstellung und Ungleichbehandlung.

Anreiz für Repowering durch kürzere Durchrechnungszeiten

Im Hinblick auf die großen Ausbauziele wegen EU-oder Klimaschutz-Verpflichtungen oder ganz allgemein aus Versorgungssicherheitsüberlegungen wird ein großer Windkraftanteil notwendig sein. Diesen kann man am effizientesten nur erreichen, wenn man bestehende Technik durch neuere ersetzt. Will man eine schnellere Aufrüstung (Repowering) erreichen, ist es sinnvoll, dass bestehende Anlagen schon früher ihre Wirtschaftlichkeit erreichen und so

der Abbau dieser Anlagen für die Betreiber früher gerechtfertigt ist. Dadurch kommt es auch zu neuen Investitionen durch den Bau neuer Anlagen.

Marktpreisannahmen:

Marktpreisannahmen müssen denjenigen bei Wasserkraft und KWK entsprechen:

Sollte entgegen unserer Empfehlung ein längerer Kalkulationszeitraum zur Anwendung kommen und nach der Tariflaufzeit Deckungsbeiträge aus Erlösen aus dem Stromverkauf zum Marktpreis in Ansatz gebracht werden, so müssen für Windkraft die gleichen Vorgaben wie bei Wasserkraft und KWK gelten. Bei der Abschätzung von eventuellen Deckungsbeiträgen nach der Tariflaufzeit wurde bei der letzten Tariffestlegung 2006 eine fiktive Kostensteigerung des Marktpreises unterstellt. Bei Klein-Wasserkraft wird laut §12a Abs. 2 ÖSG aber nur der drei Kalenderjahre vor der Gutachtenerstellung geltende EEX Preis bzw. bei mittlerer Wasserkraft und bei KWK der Forwardpreis der kommenden drei Jahre laut ÖSG (13a Abs.1) bzw KWK Gesetz (§6 Abs. 3 KWK) herangezogen. Dieser Preis wird dann in den Berechnungen ohne Preissteigerung bis zu 50 Jahre konstant gehalten.

Eine Annahme von fiktiven Steigerungen der Strommarktpreise nur bei Windkraft oder PV wäre ebenfalls eine deutliche Schlechterstellung und klare Ungleichbehandlung gegenüber Wasserkraft und KWK, wo für die Förderberechnung der aktuelle Marktpreis bis zu 50 Jahre lang als konstant angenommen wird.

Volllaststunden:

Windverhältnisse künftige Standorte:

Die besten Standorte vor allem im Burgenland oder im Weinviertel sind bereits ausgebaut. Hervorstechende Hügel, wie der Steinberg bei Prinzendorf im Weinviertel sind seltene Glücksfälle und großteils bebaut. Das Land Burgenland möchte weitere Standorte für Windkraft ausweisen. Aber auch hier sind die besten Standorte schon umgesetzt. Die windreiche Parndorfer Platte hat mit bis zu 200m Seehöhe zwischen Neusiedl/ See und Deutsch Haslau die höchste Erhebung, dort sind die meisten Standorte schon vergeben. Relativ rasch fällt sie gegenüber der höchsten Erhebung um rund 70 Höhenmeter zum Umland ab. Können noch dazwischen Standorte gewidmet werden, kommt bei ihnen durch die Abschattung der vielen bereits bestehenden Windräder ein etwas schlechterer Windparkwirkungsgrad zum Tragen. Die Windverhältnisse der neuen Standorte, selbst wenn sie sich in derselben Regionen befinden, sind daher großteils schlechter als die der bestehenden.

Hans Winkelmeier, GF des Verein Energiewerkstatt, einer der führenden Windgutachter Österreichs, schätzt die Erträge der kommenden Windparks auf der Parndorfer Platte um gut sechs bis acht Prozent geringer ein als diejenigen der bisherigen Parks. Im Weinviertel schätzt er die durchschnittlichen Mindererträge höher ein. Wie oben beschrieben, wurde im Weinviertel bisher Hügelkuppen verwendet. Der Ertragsabfall für die nächsten Projekte wird hier mit minus 15% abgeschätzt.¹⁹

Dass es zu einem Ertragsunterschied von 10 oder 15% nicht erst durch deutlich schlechtere Standorte in anderen Regionen kommt, sondern dies relativ schnell passiert, kann durch die Ertragsunterschiede in einzelnen Windparks verdeutlicht werden. Sie werden allein durch die Höhenunterschiede und Abschattungseffekte innerhalb eines Parks ausgelöst:

Prellenkirchen (NÖ) 6 Anlagen: Flachland an der Grenze zum Burgenland: Ertragsdaten von 2005-2008: Unterschied beste zu schlechtester Anlage: 6,1%

¹⁹ Gespräch Hans Winkelmeier, GF Verein Energiewerkstatt:19.10.2009

Hollern (NÖ) 9 Anlagen: Flachland an der Grenze zum Burgenland: Ertragsdaten von 2005-2008: Unterschied beste zu schlechtester Anlage: 12,3%

Petronell (NÖ) 11 Anlagen: Flachland an der Grenze zum Burgenland: Ertragsdaten von 2006-2008: Unterschied beste zu schlechtester Anlage: 13,4%

Kreuzstetten 1(NÖ) 10 Anlagen: Weinviertel Hügelland: Ertragsdaten von 2006-2008: Unterschied beste zu schlechtester Anlage: 25%

Poysdorf 1 (NÖ) 9 Anlagen: Weinviertel Hügelland: Ertragsdaten von 2006-2008: Unterschied beste zu schlechtester Anlage: 19%

Auswirkung neuerer Technik:

Nimmt man an, dass die meisten neuen Anlagen E82 bzw. V90 sein werden, so könnten dadurch, gleiche Standortqualität vorausgesetzt, höhere Volllaststunden als bisher erzielt werden. Die Volllaststunden hängen bei Windkraftanlagen sehr stark vom Verhältnis von Rotorfläche zu Generatorleistung ab. Um nur die effizientesten Anlagen zu berücksichtigen, haben wir nur die Anlagen betrachtet, die mindestens 1,8 MW haben. Unter dieses Kriterium fallen 421 der 618 Anlagen, oder 68,1% bzw. 2/3 aller österreichischen Anlagen. Dividiert man die Gesamtsumme der Rotorfläche dieser Anlagen durch die Gesamtsumme der Leistung von 815 MW erhält man ein durchschnittliches Leistungs/Rotorflächen-Verhältnis von 415 W/m². Dahingegen hat eine V90/ 2 MW nur 314 W/m². Sie hat also eine größere Ertragsfläche je kW, was wiederum zu höheren Volllaststunden führt. Ebenso hat die E82 als 2 MW Anlage mit 379W/m² eine größere Fläche je kW als der bisherige Schnitt. Wird sie jedoch als E82 / 2,3 MW ausgeführt, liegt sie mit 435 W/m² sogar unter dem bisherigen Schnitt und führt zu sinkenden Volllaststunden.

Für den weiteren Windkraftanlagenpark haben wir die Annahme getroffen, dass er zu einem Drittel aus E82/2 MW Maschinen, zu einem Drittel aus V90/ 2 MW Maschinen sowie zu einem Drittel aus Anlagen besteht, die dem bisherigen Leistungs/Rotorflächen-Verhältnis entsprechen. Bei diesem Mix ergibt sich ein durchschnittliches Verhältnis von 365 W/m², also um 14% mehr Fläche als heute.

Eine größere Rotorfläche bei gleicher Leistung geht allerdings nicht 1:1 in Mehrertrag und damit in Volllaststunden über. Je größer die mittlere Windgeschwindigkeit ist, umso öfter sind die Anlagen ohnedies im Nennleistungsbereich. Hier bewirkt die Leistungsabregelung, dass die größere Rotorfläche keinen zusätzlichen Ertrag bringt. Für diesen Effekt nehmen wir, aufgrund beispielhafter Berechnungen mit dem Berechnungsprogramm ALWIN, einen Abschlag von 2,5% an. Aufgrund von Erweiterungen von Windparks und wegen der Errichtung neuer Windparks zwischen bereits bestehenden, verschlechtert sich der Parkwirkungsgrad. Winkelmeier schätzt einen moderat schlechteren Windparkwirkungsgrad von 2,5%.

Bei den Nabenhöhen werden zwar mit der Zeit auch höhere Anlagen zum Zug kommen, hier gibt es aber zwei limitierende Faktoren, einerseits die Raumplanung und andererseits die Wirtschaftlichkeit. Gerade im Burgenland gab es bei der ersten Standort-Ausweisungsrunde sehr strenge Höhenbegrenzungen. Solche Begrenzungen gibt es auch in Niederösterreich immer wieder. Aus diesem Grund sind zwar sehr hohe Anlagen nicht auszuschließen, in der kommenden Ausbauphase gehen wir aber davon aus, dass die 105 bis 108m Nabenhöhe zum Standard wird. Schon jetzt sind 214 Anlagen, also 51% der großen Anlagen, in der Nabenhöhenklasse von 98 bis 114m. 194 Anlagen, das sind 46%, sind auf 78-86m Nabenhöhe, nur 3% sind auf 65m.

Wenn die 105 bis 108m Nabenhöhe zum Standard werden, dann bedeutet das im Vergleich zu den Anlagen mit 86m eine Höhenzunahme von gut 20m. Dies führt laut Berechnung mit

ALWIN zu etwa 7% mehr Ertrag. Auf die Volllaststunden beim neuen Anlagenpark wirkt sich dies aber nur zur Hälfte aus, da ja eine Hälfte des bestehenden Anlagenmix schon jetzt diese Nabenhöhe hat. Es bleibt ein Mehrertrag, bzw. höhere Volllaststunden von ca.3,5%.

Eine Steigerung der Nabenhöhe auf 125m oder 138m bringt zwar eine weitere Steigerung des Ertrags, verursacht aber auch wesentlich höhere Anlagen- und Fundamentkosten. Bei heutigen Kostenverhältnissen ist ein 125m bzw. 138m hoher Turm in Flachlandstandorten nicht wirtschaftlicher als ein 105-108m hoher Turm.

Durch den oben beschriebenen Anlagen- Mix (1/3 E 82 / 2MW Anlagen, 1/3 V90 Anlagen, 1/3 Anlagen, die derzeitigem Leistung/Rotorfläche-Schnitt entsprechen) sowie durch eine Steigerung der Nabenhöhe auf 105-108m kann aus den rein technischen Gegebenheiten (bei gleichen Windverhältnissen) die Zahl der Volllaststunden um ca. 12,5% gegenüber dem derzeitigen Schnitt steigen.

In Summe kann zwar so aus rein technischer Sicht (bei Vorhandensein gleicher Standorte und Verwendung einer E82 mit 2,0MW und ihrer spezifischen Kosten) eine Verbesserung der Volllaststunden kommen, die geringere Güte der verbliebenen Standorte machen dies aber wieder wett. Im Burgenland kann noch mit einem leichten Plus von vier bis sechs Prozent gerechnet werden, im Weinviertel ist mit einem leichten Minus von zwei bis drei Prozent zu rechnen.

Im Schnitt können die neuen Anlagen mit größerem Rotor die schlechteren Windverhältnisse der nun zur Entwicklung anstehenden Standorte nur kompensieren. Sie können aber keine nennenswerte Steigerung gegenüber den Volllaststunden der bisherigen 1,8-2,0 MW Klasse bewirken.

Im Schnitt lagen die Volllaststunden aller österreichischen Anlagen in, die in den letzten beiden Jahren bei der ÖMAG einspeisten, bei 2070²⁰. Unternehmen wie die AWP, die ein großes Portfolio von 216 MW in der absoluten Topregion hält, kommen 2008 nur auf 1940 Volllaststunden.²¹ Die E-Control analysiert in ihrer Expertise wiederum die Volllaststunden aller Anlagen seit 2004 und nimmt nur die effizientesten Zwei –Drittel. Im Schnitt kommen diese effizienten Anlagen genau auf 2100 Volllaststunden.

Auch der Auslastungsgrad der nächsten Anlagen wird sich im bisherigen Bereich bewegen, also zwischen 2070 und 2100 Volllaststunden.

Kapitalverzinsung:

Die Höhe der Verzinsung des Kapitals sollte nach dem System bestimmt werden, das auch bei der Festlegung von Systemnutzungsgebühren zur Anwendung kommt.

Im Rahmen der Erlassung der Systemnutzungstarife-Verordnung 2003 wurden die Parameter für die Bestimmung angemessener Finanzierungskosten der Netzbetreiber wie folgt festgelegt: Risikoloser Zinssatz, Marktrisikoprämie, Beta-Faktor, Kapitalstruktur, Fremdkapitalzinsen. **Es wird begrüßt, dass sich die Energieagentur in ihrer Expertise an einem ähnlichen System (GSNTVO) orientiert hat. Sie kommt derzeit auf einen Zinssatz von 7,65%.**

²⁰ www.oem-ag.at

²¹ Geschäftsbericht AWP 2008