Die technisch-wirtschaftliche Entwicklung der Windenergie: Rückblick auf die letzten zehn Jahre und Ausblick auf zukünftige Entwicklungen

Andreas Düser
Enercon GmbH, Vertriebsbüro Ense, Ense

1. Einführung

Die Windenergie spielt mittlerweile mit einem Anteil von knapp 6 % an der deutschen Stromversorgung eine ernstzunehmende Rolle. In einem durch die EEG-Gesetzgebung begünstigten Umfeld, hat sich die installierte Leistung rasant entwickelt. Allein innerhalb der letzten sechs Jahre hat sie sich auf ca. 15.000 MW mehr als versiebenfacht. Dabei wurden auch in der Anlagentechnik und -dimensionierung große Fortschritte erzielt. So kann der Jahresenergieertrag der Windenergieanlage (WEA) Enercon E-15 (Baujahr 1985) von der heute eingesetzten E-112 an einem einzigen Tag erzeugt werden.

Im Hinblick auf eine weiterhin dynamische Entwicklung der Windenergiebranche liegt das Augenmerk immer stärker auf der Integration der Windleistung in das bestehende Energieversorgungsnetz. Gerade bei einem zu erwartenden Windenergieanteil im zweistelligen Bereich müssen Maßnahmen ergriffen werden, um fluktuierende Winderzeugung in Einklang mit der Netzlast zu bringen. Weiterhin gilt es, der degressiven Entwicklung der Einspeisevergütung durch eine Senkung der Produktionskosten beizukommen.

2. Entwicklung der Anlagentechnik

Seit der 1985 zum ersten Mal erbauten E-15-Anlage von Enercon wurden enorme Fortschritte in der Anlagentechnik erzielt. Eine Funktion, die schon in der damaligen Anlage vorhanden war und noch heute zum Einsatz kommt, ist der drehzahlvariable Betrieb der WEA und somit des Generators. Durch eine indirekte Netzanbindung wird dem Generator und somit auch den Rotorblättern ermöglicht, die Drehzahl an die herrschenden Windgeschwindigkeiten anzupassen. Diese Funktionsweise führt einerseits zu einer Steigerung des Ertrags, vor allem aber verringert sie mechanische Belastungen auf die Anlage in Folge von Windböen und steigert die Netzverträglichkeit der WEA.

In Verbindung mit der vier Jahre später entwickelten Pitch-Technik, wird die Anpassung der Rotordrehzahl an die Windgeschwindigkeit noch weiter optimiert. Diese Technik ermöglicht die variable Verstellung der Rotorblätter und damit die Variation des Anströmwinkels des Windes, wodurch, im Gegensatz zu stall-geregelten (mit starren Rotorblättern) Anlagen, bei hohen Windgeschwindigkeiten der Strömungsabriss verhindert werden kann. Außerdem kann

durch exaktes Verstellen der Blätter die Leistung festgelegt werden, wodurch die Lasten minimiert und der Ertrag maximiert wird. Neben der Pitch-Regelung drückt sich der Fortschritt der ab 1989 gebauten E-32 durch eine Versechsfachung der Nennleistung auf 300 kW aus.

In der 1992 auf den Markt gekommenen E-40 beträgt die Maschinenleistung bereits 500 kW. Den entscheidenden Schritt in dieser Entwicklung stellt allerdings ein neues Generatorkonzept dar, das ein Konzept aus der Generatorenentwicklung Ende des 19. Jh. aufgreift. Dabei wird der bisher verwendete Generator durch einen synchronen Ringgenerator ersetzt. Durch die Vervielfachung der Polpaare und die Vergrößerung des Durchmessers kann dieser Generator mit deutlich niedrigeren Drehzahlen betrieben werden, so dass es möglich wird die Nabe über den Achszapfen direkt mit dem Generatorrotor zu verbinden (Abb. 1). Damit entfällt auch der Einsatz von Wellen, die früher Nabe, Getriebe und Generator verbunden haben. Die Vorteile des neuen Konzeptes sind vielfältig. So verringern sich mit der Vermeidung von schnelldrehenden Teilen mechanische Reibungsverluste und Geräuschemissionen. Die Tatsache, dass der Generator einer modernen getriebelosen Anlage in zehn Jahren die gleiche Anzahl an Umdrehungen ausführt wie der Generator einer herkömmliche Anlage in dreißig Tagen, macht deutlich, dass das neue Konzept die mechanische Beanspruchung der Bauteile deutlich senkt. Damit kann auf den Einsatz großer Ölmengen zur Reibungsverringerung verzichtet werden.

Abb. 1: Beispiel einer modernen getriebelosen (Rotor/Generator) Anlage, die u.a. zu einer deutlichen Senkung der mechanischen Beanspruchung der Bauteile führt.

Die folgenden Jahre sind geprägt durch eine rasante Entwicklung der Maschinenleistung. Die 1995 auf den Markt gebrachte E-66 ist mit einem Generator mit der Nennleistung von 1500 kW ausgestattet. Noch einen Schritt weiter geht die 2002 zum ersten Mal errichtete E-112 mit einer Nennleistung von 4500 kW. Mit der Maschinenleistung wächst auch der Rotordurchmesser der Anlage von 16 m (E-15) auf 113 m (E-112). Der Vergrößerung des Rotordurchmessers muss durch eine Steigerung der Nabenhöhe Rechnung getragen werden. Die Tatsache, dass die Windgeschwindigkeiten je nach Geländerauhigkeit mit der Höhe über dem Erdboden deutlich zunehmen, gibt einen weiteren Anreiz, die Nabenhöhe zu steigern. Eine Erhö-

hung der Windgeschwindigkeit wirkt sich mit der dritten Potenz auf die Erhöhung der Windleistung aus. Daraus ergibt sich eine Faustformel, nach der sich der Ertrag einer Windenergieanlage pro 1 m Nabenhöhensteigerung um 1 % erhöht. Zusätzlich werden die Rotorblätter durch den Ausbau der Nabenhöhe weniger Turbulenzen ausgesetzt, wodurch die Belastungen auf die Anlage sinken.

Die Realisierung von Nabenhöhen von 114 m (E-66) bzw. 124 m (E-112), kombiniert mit Gondelgewichten bis 440 t (E-112), bedingt eine erhebliche Weiterentwicklung der Turmbauweise. Für die bisherigen Anlagen mit relativ niedrigen Nabenhöhen sind schlanke Stahlrohrtürme ausreichend. Durch den relativ geringen Durchmesser ist es möglich diese Türme in langen Segmenten kostengünstig herzustellen und zu transportieren. Die Vergrößerung der Nabenhöhe ohne gleichzeitige Erweiterung des Durchmessers führt allerdings zu stabilitätsgefährdenden Schwingungen. Diese kommen zustande, weil die Eigenfrequenz des schlanken, langen Turms im Bereich der Drehfrequenz der Maschinen liegt und somit eine Resonanz stattfindet. Um die Eigenfrequenz des Turms zu erhöhen, muss der Durchmesser am Turmfuß erweitert werden. Um auch bei größeren Durchmessern die Transporthöhenbegrenzungen einhalten zu können, muss der Turm in deutlich kleinere Segmente aufgeteilt und stehend transportiert werden. Vor allem durch die kostspieligen Verbindungsteile (sog. Flansche) steigen hierbei die Produktionskosten erheblich an.

Um den Produktionsaufwand auch bei hohen Nabenhöhen im Rahmen zu halten, wird mit der Entwicklung eines Betonturms begonnen. Die ersten Prototypen werden mit dem Gleitschalungsverfahren gebaut, das auch beim Bau von Fernsehtürmen eingesetzt wird. Durch die Verarbeitung des Betons vor Ort ist ein sehr unkomplizierter Transport möglich. Nachdem die ersten Betontürme ihre Praxistauglichkeit bewiesen haben, gilt es ein Verfahren zu entwickeln, das zu Einsparungen bei der Serienfertigung führt.

3. Forschung und Entwicklung für die Windenergie

Um Einsparungen bei der Produktion von Betontürmen zu erzielen und die Qualität noch weiter zu steigern, wurde der Fertigteilbetonturm entwickelt. Mit mehr als 20 verschiedenen Schalungen werden Segmente hergestellt, welche im unteren Teil als Halbschalen ausgeführt sind, um eine einfache Transportfähigkeit zu gewährleisten. Die Halbschalen werden auf der Baustelle zusammengefügt und danach Segment für Segment mit Spezialkleber aufeinandergesetzt. Zum Schluss werden in eingebauten Hüllrohren Stahlseile durch die Segmente geführt, mit denen der Turm „verspannt“ und dadurch die Stabilität des Turmes erreicht wird.

Zusätzlich zur Weiterentwicklung der Turmbauweise werden Forschungen betrieben mit dem Ziel das Gondelgewicht zu begrenzen. Besonderes Augenmerk gilt hierbei dem Maschinenträger, der einen beträchtlichen Teil des Gewichts beisteuert. Er verbindet die Maschinen (Generator und Rotor) mit dem Turm und ist somit extremen Lasten und Schwingungen ausgesetzt. Bisher werden diese Anforderung mit dem Einsatz von Stahl erfüllt. Das hohe Gewicht und der enorme Aufwand für die Verschweißung der Stahlteile ohne Qualitätseinbußen lassen den Ruf nach anderen Lösungen laut werden.

Als Alternative kommt in erster Linie der Einsatz von Gusseisen in Frage. Um die Belastbarkeit eines Gusseisen-Maschinenträgers zu überprüfen, führt Enercon in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer Institut Grundlagenforschung hinsichtlich der Schwingfestigkeit von Gussbauteilen durch. Dabei werden erstmals Gussteile ohne spezielle Präparation, d.h. mit Gussoberfläche, als Probestücke eingesetzt, um noch realitätsgetreuere Ergebnisse zu gewährleisten. Diese Proben werden mit 20 Mio. Schwingungen belastet – einer zwanzigfach höheren Belastung als bei bisherigen Fraunhofer-Untersuchungen. In den Untersuchungen erweist sich Gusseisen als geeignet für den Einsatz in WEA mit ihren hohen Dauerschwingungen. Die Maschinenträger aus Gusseisen können relativ kostengünstig in Gussformen hergestellt werden und führen zu der gewünschten Gewichtsersparnis der Gondel (Abb. 2).

Abb. 2: Maschinenträger aus Stahl (oben) und aus Gusseisen (unten). Letztere führen zu einer merklichen Gewichtsersparnis, bei relativ geringem Produktionsaufwand.

Gerade in den letzten Jahren spielte darüber hinaus die Weiterentwicklung der Aerodynamik von Rotorblättern eine große Rolle in der Windenergieforschung. Während man sich ursprünglich an der Technik von Flugzeugtragflächen (auch dieses Profil ist ein sog. Auftriebsprofil) orientierte, sind die heutigen Rotorblätter speziell für den Einsatz an WEA optimiert. Ziel der Weiterentwicklung ist die Verbesserung des Wirkungsgrades und der Haltbarkeit, sowie die Verringerung von Schallemissionen, der Lasten auf die Anlage und des Materialeinsatzes. Gerade das jüngst entwickelte Blattprofil stellt einen Meilenstein für die Rotorblattentwicklung dar. Durch eine schlankere Blattgeometrie können Lasten auf die Anlage reduziert werden. Des weiteren können durch eine neue Form der Blattspitzen Luftverwirbelungen verhindert werden, was wiederum zur Vermeidung von Energieverlusten und zu reduzierten Schallemissionen führt. Zudem haben Messungen an Testanlagen ergeben, dass sich der Wirkungsgrad auf einen Leistungsbeiwert (C_p) von über 0,5 gesteigert hat, das heißt mit dem neuen Blattprofil können mehr als 50 % der Windleistung in elektrische Leistung umgewandelt werden. Damit wird der höchste je gemessene Leistungsbeiwert erzielt. Diese Wirkungsgradsteigerung wird neben der Blattspitzenverbesserung im wesentlichen durch eine Umformung der Blätter in Gondelnähe erzielt.

Auch bei Netzanschlusstechnik wurden innerhalb der letzten Jahre Fortschritte erzielt, die die Integrationsfähigkeit der Windleistung in das vorhandene Stromnetz entscheidend verbessern.

4. Integration der Windleistung in das vorhandene Netz

Mit dem Anstieg der installierten Windleistung gewinnt die Einbindung der erzeugten Windenergie in das Stromnetz immer mehr an Bedeutung. Einen Beitrag für die Netzverträglichkeit der Windleistung liefert dabei die Netzanschlusstechnik der WEA. Durch die kontinuierliche Weiterentwicklung stehen heute mehrere Funktionen zur Verfügung, die entscheidend zur Netzstabilität beitragen. Zunächst einmal ist es mit der heutigen Technik möglich, auch bei einem Fehler im Netz, der zu einem kurzfristigen Leistungsabfall führt, die Netzanbindung zu erhalten. Dies gelingt durch eine starke Erhöhung der Stromstärke für den Zeitraum des Spannungseinbruchs. Sobald das Netz wieder zur Verfügung steht, kann unmittelbar die Einspeisung der vollen Wirkleistung fortgesetzt werden. Durch eine aktive Blindleistungsregelung, wird bei diesem Vorgang Blindleistung in kontrollierter Weise zur Verfügung gestellt, statt sie dem Netz zu entziehen. Damit kann das Stromnetz zeitweilig sogar stabilisiert werden.

Sollte es durch einen längeren Netzausfall bzw. einen Netzfehler im Umkreis der Anlage doch zu einer Trennung vom Netz kommen, ermöglicht eine andere Regelung eine relativ netzschonende Wiederanbindung. Dies geschieht durch eine kontrollierte Erhöhung der Wirkleistung, so dass sich das Netz der erhöhten Einspeisung anpassen kann.

Ist ein Windpark gemeinsam mit Verbrauchern an ein Umspannwerk angeschlossen, sorgt das sogenannte Voltage Control System (VCS) bei Netzlastveränderungen für Spannungsstabilität. Damit auch die eingespeiste Leistung von Windenergieanlagen möglichst konstant bleibt, kann diese reguliert werden. Dies ist besonders bei Netzen mit niedriger Aufnahmekapazität vorteilhaft.

Durch ein Ausgleichssystem bei Windparks ist es jedoch möglich, dass Anlagen, die mehr Leistung erzeugen als eingespeist werden kann, mit diesem Überschuss die Leistungsschwäche anderer Anlagen kompensieren.

Eine bessere Verstetigung der Einspeiseleistung wird außerdem durch die Weiterentwicklung von Speicherlösungen geschaffen. Einerseits können Blei-, Nickel-Cadmium-Batterien und spezielle Kondensatoren (sog. Ultracaps) eingesetzt werden. Diese nehmen bei Leistungshöhen der WEA Energie auf und geben sie bei niedriger Erzeugung wieder ab. Hierbei haben Ultracaps den Vorteil, dass kein „Memory-Effekt“ auftritt, der die Speicherkapazität nach häufigem Aufladen senkt. Sie sind somit sehr lange einsetzbar.

Abb. 3: Schwungrad als Energiespeicher zum Ausgleich kurzzeitiger Schwankungen.

Andererseits kann ein Schwungrad für den Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen eingesetzt werden. Dieses besteht aus ständig rotierenden Massekörpern, die auch beim Ausfall der Windleistung durch die Trägheit der Massen kurzzeitig für weitere Leistungseinspeisung sor-

gen (Abb. 3). Längere Windleistungstiefs können durch den Einsatz von Biodieselaggregaten ausgeglichen werden. Diese Ausgleichsmethoden werden bereits erfolgreich für Insellösungen eingesetzt.

Da diese Speicherlösungen noch nicht flächendeckend eingesetzt werden, ist zur Zeit noch der Abruf von konventioneller Regelleistung erforderlich. Die für Windleistungsschwankungen zur Verfügung zu stellende Regelleistung kann durch immer exakter werdende Prognosen sehr genau vorausgeplant werden. Laut einer Studie des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) weicht die tatsächlich eingespeiste Leistung während 98,6 % der Zeit um höchstens 25 % von einer 24-Stunden-Prognose ab (Abb. 4). Bei einer Kurzzeitprognose (2 Stunden) beträgt der Prognosefehler nur selten mehr als 5 %. Dies war früher insbesondere der Fall bei unvorhersehbaren Sturmabschaltungen.

Durch ein neues Abschaltverhalten der modernen Anlagen gehört dieses Problem jedoch der Vergangenheit an. Die heute gebauten Enercon-Anlagen können zum einen bei deutlich höheren Windgeschwindigkeiten auf Nennleistung betrieben werden. Durch eine spezielle Sturmregelung beginnt bei Windgeschwindigkeiten von ca. 27 m/s eine kontinuierliche Abschaltung der Anlage. Erst bei der Überschreitung von 38 m/s speist die WEA keine Leistung mehr ins Netz ein. Sobald die Windgeschwindigkeit sinkt, beginnt die WEA sofort wieder Leistung zu produzieren. Die Gradienten bei Leistungsänderungen können auf diese Weise stark reduziert werden. Laut ISET liegt mit den heutigen Anlagen die Fluktuation der Windleistung bei maximal 20 % pro Stunde.

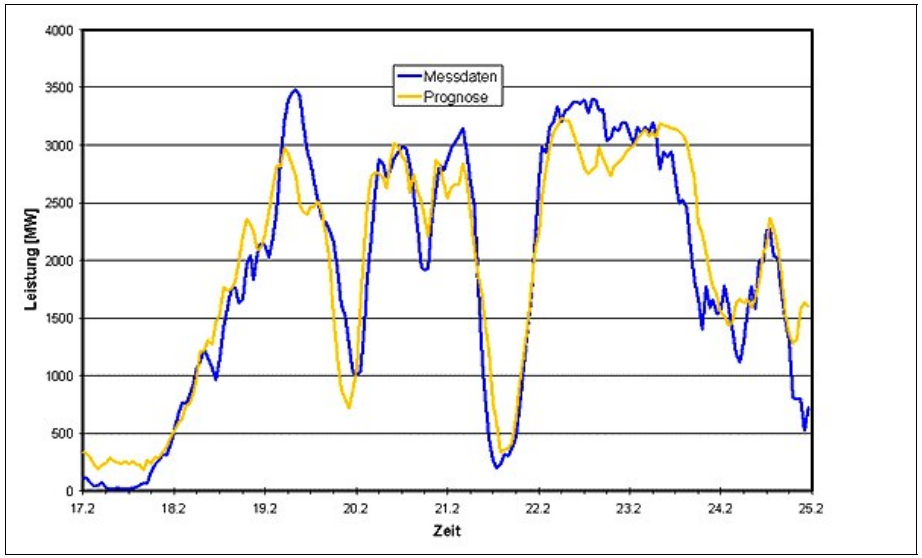

Abb. 4: Windenergieeinspeisung in das E.ON-Netz: 24h-Prognose über einen Zeitraum von 8 Tagen (Quelle: ISET). Der Prognosefehler muss durch Regelenergie ausgeglichen werden.

5. Wirtschaftlichkeit der Windenergie

Neben der Umweltverträglichkeit und der Versorgungssicherheit – Anforderungen, die moderne Windenergieanlagen zweifelsohne erfüllen – gilt der Wirtschaftlichkeit ein besonderes Augenmerk. Windenergie kann nur dann zu einem Standbein der deutschen Energieversorgung werden, wenn gewährleistet ist, dass dadurch keine zusätzlichen Kosten auf den Endverbraucher zukommen. Entscheidend hierbei ist der Vergleich zwischen den Kostenentwicklungen von Windenergie und von konventioneller Stromerzeugung.

Bei der Preisentwicklung der Windenergie ist dabei ein klarer Trend erkennbar: In den letzten zehn Jahren sind die Kosten für die Windenergieerzeugung um 60 % gesunken. Dieser Trend wird sich durch den künftigen Verlauf der Einspeisevergütung zwangsläufig fortsetzen. Nach der geplanten EEG-Novellierung soll die erste Vergütungsstufe von einem derzeitigen Niveau von 8,8 Cent/kWh jährlich um 2 % reduziert werden. Somit ergeben sich unter Berücksichtigung der Inflation bereits auf mittlere Frist deutlich niedrigere Einspeisevergütungen. Die Kosten für die Windenergieerzeugung müssen also weiterhin gesenkt werden, um künftig einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten.

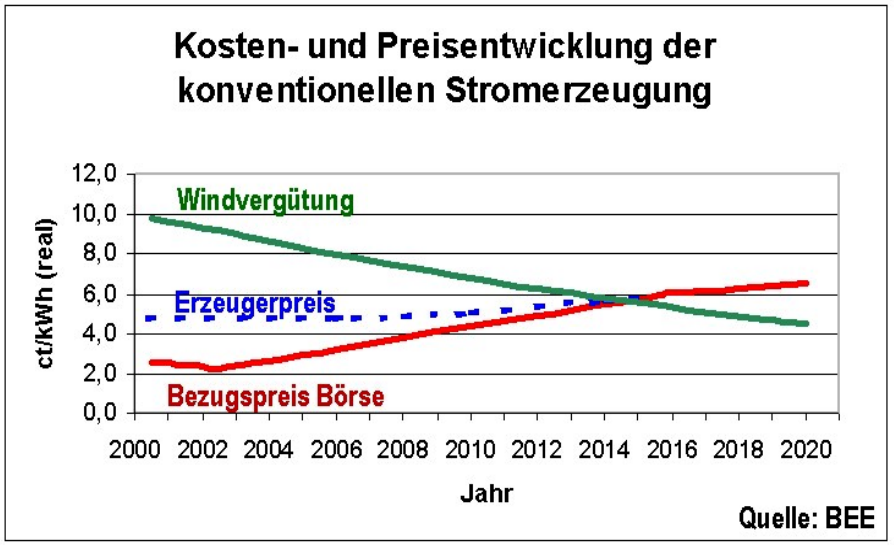

Abb. 5: Prognostizierte Kostenentwicklung der Windenergie im Vergleich zu konventioneller Stromerzeugung. Windenergie sollte mittelfristig wirtschaftlich konkurrenzfähig werden.

Im Zuge der erläuterten technischen Weiterentwicklung sind die Betriebskosten moderner Enercon-Anlagen stark reduziert worden und machen bei diesen Anlagen nur noch einen geringen Teil der Windstromerzeugungskosten aus. Eine Kostenreduktion muss somit hauptsächlich bei Produktion und Aufbau der Anlage erfolgen. Einsparpotenziale ergeben sich dabei im Wesentlichen durch eine effizientere Produktion infolge von höheren Stückzahlen.

Diese Erhöhung erfolgt größtenteils durch die verstärkte Ausrichtung auf Exportmärkte. Zusätzlich ist auch weiterhin mit technischen Weiterentwicklungen und den damit verbundenen Effizienzsteigerungen zu rechnen, die wiederum auf Dauer zu Kostensenkungen führen.

Auf Seiten der konventionellen Stromerzeugung bietet sich das entgegengesetzte Bild (Abb. 5). Die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern ist zwar im Augenblick konkurrenzlos günstig. Wie jedoch auch E.ON-Energie-Chef Teyssen feststellte (28.11.03; Süddeutsche Zeitung), ist dieses Preisniveau nur mit abgeschriebenen Kraftwerken haltbar. Mehr als zwei Drittel der deutschen Großkraftwerke sind abgeschrieben. Dies führt dazu, dass Investitionskosten für diese Anlagen nicht mehr in den Bilanzen berücksichtigt werden und somit auch nicht in die Strompreisbildung einfließen. Die Tatsache, dass viele Anlagen abgeschrieben sind, also ein hohes Betriebsalter haben, deutet jedoch bereits an: In den nächsten 20 bis 30 Jahren müssen ca. 80 % des deutschen Kraftwerkparks neu errichtet werden. Die damit verbundenen Investitionskosten führen zu massiven Erhöhungen beim konventionellen Erzeugerpreis. Bereits Anfang des nächsten Jahrzehnts wird sich dieser über den Preis der Windenergie hinaus verteuern. Auf Sicht von zehn Jahren ist Windenergie somit wirtschaftlich konkurrenzfähig. Mit der Einführung des CO_2-Emissionshandels wird dabei in den nächsten Jahren ein weiterer Faktor ins Spiel kommen, der für die Wirtschaftlichkeit der Windenergie spricht, in der vorliegenden Kostenbilanz jedoch nicht berücksichtigt ist.