

10 Jahre Windenergiepark Vogelsberg

Zwischenbilanz zum Pilot- und Demonstrationsvorhaben
des Landes Hessen und
der Oberhessischen Versorgungsbetriebe Aktiengesellschaft (OVAG)



Institut für Solare Energieversorgungstechnik, ISET e. V.
Forschungsbereich Information und Energiewirtschaft
Dipl.-Ing. B. Hahn
Königstor 59
34119 Kassel

November 2000

Auftraggeber: Windenergiepark Vogelsberg GmbH, Friedberg

Inhalt

| | | |
|-----|--|----|
| 1. | Einleitung | 3 |
| 2. | Datengrundlage WMEP | 3 |
| 3. | Standort, Windverhältnisse und Windkraftanlagentechnik | 4 |
| 3.1 | Standortfindung | 4 |
| 3.2 | Windgeschwindigkeiten | 4 |
| 3.3 | Windkraftanlagen..... | 6 |
| 3.4 | Windkraftanlagen-Testfeld | 7 |
| 4. | Betriebsergebnisse Windenergiepark..... | 8 |
| 4.1 | Energielieferung | 8 |
| 4.2 | Ausfallzeiten | 10 |
| 4.3 | Störungsursachen | 10 |
| 4.4 | Instandsetzungen | 11 |
| 4.5 | Betriebskosten..... | 14 |
| 5. | Abschließende Betrachtung | 16 |
| 5.1 | Technische Konzepte | 16 |
| 5.2 | Windkraftanlagen..... | 17 |
| 5.3 | Demonstrationsziele | 18 |

1. Einleitung

In der zweiten Hälfte der 80er Jahre, insbesondere nach dem Kernreaktorunfall in Tschernobyl 1986, verstärkte sich in Deutschland die Suche nach Alternativen zur konventionellen Stromerzeugung. In Norddeutschland wurden – von meist privaten Investoren – die ersten Windkraftanlagen errichtet und gegen Ende des Jahrzehnts etablierten sich Windkraftanlagen-Hersteller, Betreiber-Verbände und auch Forschungsinstitute. Unterstützt wurden diese Aktivitäten durch Bundes- und Ländermaßnahmen, wie das „250 MW Wind“-Programm der Bundesregierung und das Windmessprogramm des Landes Hessen.

In diesem Kontext begannen das Land Hessen und die Oberhessischen Versorgungsbetriebe OVAG, Friedberg, mit der Planung des Windenergieparks Vogelsberg, erster Windenergiepark in den deutschen Mittelgebirgen, mit dem die Funktionstüchtigkeit der Windkraftanlagentechnik demonstriert werden sollte. Weiteres Ziel war der vergleichende Betrieb von Windkraftanlagen unterschiedlicher technischer bzw. elektrischer Konzepte sowie unterschiedlicher Größe. Von Ende 1990 bis Mitte 1991 wurden deshalb acht Windkraftanlagen mit Nennleistungen zwischen 30 kW und 250 kW im Windenergiepark Vogelsberg errichtet. Im Zusammenhang mit dem Windenergiepark wurde ein Windkraftanlagentestfeld eingerichtet, das Forschungsinstituten und Anlagenherstellern die Möglichkeit zur Vermessung von Windkraftanlagen und zum Test von Prototypen bietet.

Nach zehn Betriebsjahren soll nun eine Zwischenbilanz gezogen werden bezüglich der durch die Windkraftanlagen eingespeisten Energie, der Zuverlässigkeit der Anlagen und zum Fortgang der Entwicklung der Windenergienutzung, die durch dieses und andere Demonstrationsvorhaben unterstützt werden sollte. Die Windenergiepark Vogelsberg GmbH (WEPV), Friedberg, beauftragte das Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel, mit der Erarbeitung einer entsprechenden Auswertung. Die vorliegende Broschüre wurde mit Unterstützung des Geschäftsführer des WEPV, Dipl.-Ing. W. Krauß, erstellt. Als Stichtag für alle Auswertungen wurde der 30. Juni 2000 gewählt.

2. Datengrundlage WMEP

Der Windenergiepark Vogelsberg wurde in das „250 MW Wind“-Programm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie aufgenommen. Dieses Förderprogramm wird durch ein „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm“ (WMEP) begleitet, das vom ISET durchgeführt wird. Alle Betreiber der mit diesem Förderprogramm unterstützten Windkraftanlagen berichten dem WMEP regelmäßig über Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten, Energieeinspeisung und Betriebskosten. Auch vom Windenergiepark Vogelsberg liegen deshalb am ISET ausführliche Unterlagen über die Betriebsergebnisse der Anlagen vor. Zusätzlich war das ISET auch schon in die Planungen für den Windenergiepark sowie in die Einrichtung des Testfeldes einbezogen.

Die Betriebsergebnisse der rund 1550 mit dem „250 MW Wind“-Programm geförderten Windkraftanlagen - inklusiv der Anlagen des Windenergieparks Vogelsberg - sowie die Messdaten vom 50 m-Windmessmast auf dem Testfeld bilden die Datenbasis für die vorliegende Auswertung.

3. Standort, Windverhältnisse und Windkraftanlagentechnik

3.1 Standortfindung

Für verschiedene geplante Standorte im hessischen Vogelsberg – Alsfeld, Feldatal-Windhausen, Grebenhain-Hartmannshain, Kirtorf-Arnshain - wurden vorab Windmessungen durchgeführt. Die Messergebnisse dienen zusammen mit anderen Randbedingungen, wie Netzanbindungsmöglichkeit, nutzbare freie Fläche oder Entfernung zu Wohngebieten, als Entscheidungsgrundlage für die Auswahl des am besten geeigneten Standorts. Die Entscheidung fiel schließlich auf eine etwa 10 ha große Fläche im Osten des Ortsteils Hartmannshain in Grebenhain.

Auf dem Plan in Abb. 1 sind die Gesamtfläche des Windenergieparks, die Standorte der Windkraftanlagen und die Einrichtungen des vom ISET betreuten Testfelds (T9: Messmast, T10: Experimentieranlage und Messcontainer) zu erkennen. Das Gelände liegt, fast im Zentrum des Vogelbergs, knapp 600 m hoch und steigt von Westen (Ort Hartmannshain) nach Osten (Höhe Weißer Stein) leicht an. Die Linie der entlang der vorhandenen Straße errichteten Anlagen verläuft etwa von Nordwest nach Südost. Bei den häufigen westlichen und südwestlichen Windrichtungen schatten sich die Anlagen also nicht oder nur wenig gegenseitig ab.

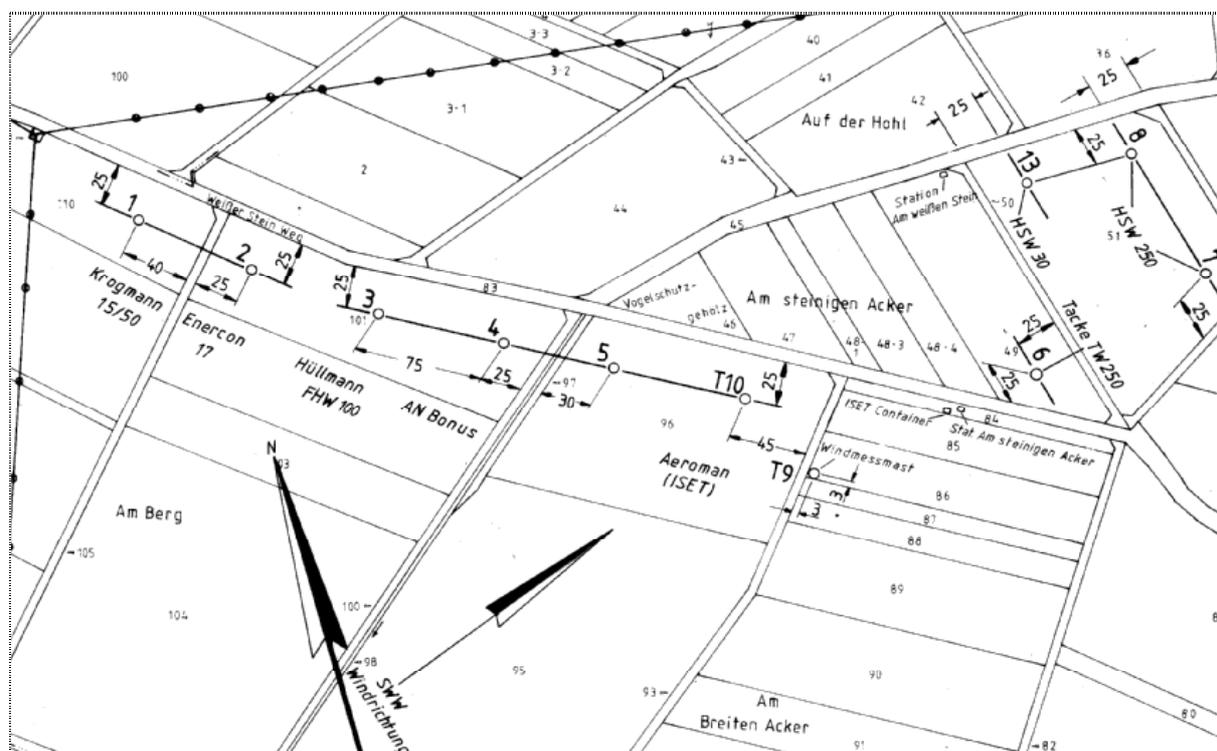


Abb. 1: Gelände des Windenergieparks Vogelsberg mit Windkraftanlagen-Typen und interner Standort-Nummerierung

3.2 Windgeschwindigkeiten

Grundsätzlich sind die Windverhältnisse im Binnenland um so besser für den Betrieb von Windkraftanlagen geeignet, je exponierter die Anlage errichtet werden kann. Daher bieten in Hessen die Hochlagen der Mittelgebirge die günstigsten Standorte. An den guten Mittelgebirgsstandorten, an denen die Windkraftanlagen bis zu zwei Drittel des Jahresenergieertrages guter Küstenstandorte erreichen, werden in 10 m Höhe mittlere Windgeschwindigkeiten bis zu 5 m/s gemessen.

Die Windverhältnisse bei Hartmannshain sind also aufgrund der exponierten Lage in etwa 600 m Höhe für Binnenlandsituationen vergleichsweise günstig. Allerdings verursachen die den Standort (mit

einigem Abstand) umgebenden Waldgebiete und die hügelige Gestalt der Umgebung Verwirbelungen und im Ergebnis eine Abbremsung des Windes, die sich erst mit zunehmender Höhe über Grund mehr und mehr abschwächt. Tab. 1 zeigt die Ergebnisse der Messungen auf dem 50m-Messmast des Testfeldes.

| Wind-richtung | relative Häufigkeit | Anteil an Windenergieangebot | Windgeschwindigk. in 50m Höhe | Windgeschwindigk. in 30m Höhe | Windgeschwindigk. in 10m Höhe |
|---------------|---------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | | | [m/s] | [m/s] | [m/s] |
| N | 3% | 2% | 5.2 | 4.5 | 3.6 |
| NNO | 6% | 4% | 5.1 | 5.2 | 4.8 |
| ONO | 14% | 11% | 5.6 | 5.5 | 4.9 |
| O | 4% | 1% | 4.1 | 3.7 | 3.2 |
| OSO | 3% | 1% | 3.8 | 2.8 | 2.2 |
| SSO | 4% | 1% | 4.0 | 2.4 | 1.8 |
| S | 6% | 2% | 4.0 | 3.6 | 2.9 |
| SSW | 8% | 7% | 5.3 | 4.9 | 4.1 |
| WSW | 24% | 47% | 7.5 | 7.1 | 6.2 |
| W | 15% | 16% | 6.0 | 5.4 | 4.7 |
| WNW | 9% | 6% | 5.1 | 4.5 | 3.7 |
| NNW | 4% | 2% | 4.4 | 3.7 | 3.1 |
| Mittelwert | | | 5.7 | 5.2 | 4.5 |

Tab. 1: Ergebnisse der Windgeschwindigkeitsmessung am 50 m-Messmast von 1995-2000

Die daraus für 15m Höhe zu berechnende Windgeschwindigkeit liegt etwas niedriger als die Messungen vorab ergeben hatten. Die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über Grund fällt dagegen etwas stärker aus, als bei den Planungen seinerzeit angenommen wurde. In 30m Höhe errechnet sich damit fast genau die seinerzeit für die Nabenhöhe der Anlagen angenommene mittlere Windgeschwindigkeit. Die gemessene Windrichtungsverteilung bestätigt die Annahme der Windrichtung WSW als Hauptwindrichtung. Fast 25% der Zeit wurde Wind aus dieser Richtung gemessen. Wird berücksichtigt, dass die im Wind enthaltene Leistung mit der dritten Potenz von der momentanen Windgeschwindigkeit abhängig ist, so ergibt sich ein Anteil an der insgesamt angebotenen Windenergie von 50% aus dieser Richtung.

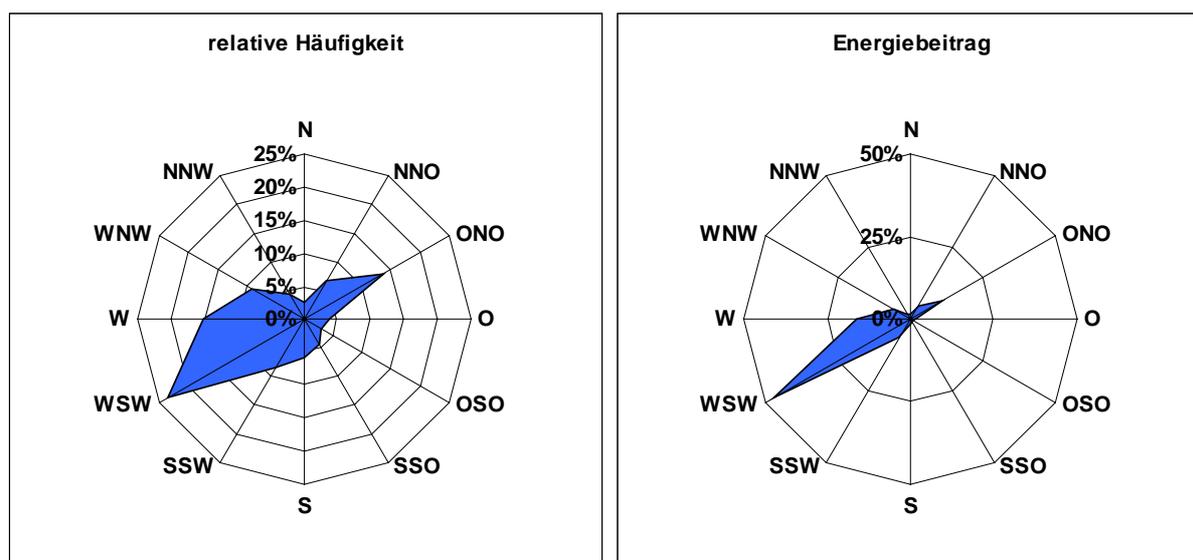


Abb. 2: Windrichtungsverteilung am Windenergiepark Vogelsberg (links) und Anteil der Windrichtungen am gesamten Windenergieangebot (rechts)

3.3 Windkraftanlagen

In der zweiten Hälfte der 80er Jahre wurden von den Windkraftanlagenherstellern zum Teil noch recht unterschiedliche technische Konzepte verfolgt. Aus dem großen Angebot wurden folgende Anlagen ausgewählt:

| Anlagentyp | Leistung [kW] | Generator s: synchron a: asynchr. | Rotor | | | Blätter | | Turm | | Rege- lung | Getriebe | | Wind- richtungs- nachführung |
|-----------------|------------------|---|-------------------------|-----------------------|--------------------------|-------------|---------------|-----------------------|---------------|---------------|------------------|----------|------------------------------------|
| | | | Durch- messer [m] | Aus- rich- tung | Dreh- zahl [1/min] | An- zahl | Mate- rial | Naben- höhe [m] | Mate- rial | | Über- setzung | Bauart | |
| HSW 30 | 30 | a | 12,5 | lee | 46/93 | 2 | GfK | 22 | Stahl | Pitch | 1:16 | Stirnrad | passiv |
| Krogmann 15/50 | 50 | s | 15 | luv | 20-72 | 3 | GfK | 30 | Beton | Pitch | 1:23 | Stirnrad | Motor |
| Enercon E 17 | 80 | s | 17,2 | luv | 20-55 | 3 | GfK | 30 | Beton | Stall | 1:24 | Stirnrad | Motor |
| Hüllmann FHW100 | 100 | a | 20 | lee | 45 | 3 | GfK | 24 | Stahl | Pitch | 1:33 | Planeten | passiv/Hydraul. |
| AN Bonus 150/30 | 150/30 | a | 23 | luv | 30/40 | 3 | GfK | 30 | Stahl | Stall | 1:24 | Stirnrad | Motor |
| Tacke TW 250 | 250/30 | a | 24 | luv | 46 | 3 | GfK | 30 | Stahl | Stall | 1:32 | Stirnrad | Motor |
| HSW 250 | 250/80 | a | 25 | luv | 26/39 | 3 | GfK | 28,5 | Stahl | Stall | 1:38 | Planeten | Motor |
| HSW 250 (T) | 250/80 | a | 25 (28,5) | luv | 26/39 | 3 | GfK | 28,5 | Stahl | Stall | 1:23 | Planeten | Motor |

Tab. 2: Windkraftanlagen des Windenergieparks Vogelsberg mit ihren technischen Daten

Damit sind im Windenergiepark alle seinerzeit am Markt verfügbaren elektrischen, baulichen und maschinenbaulichen Konzepte und auch alle Größen (Nennleistungen) vertreten. Von jedem Anlagentyp wurde die jeweils größte verfügbare Nabenhöhe ausgewählt, um mit dem Rotor möglichst ungestörte Windströmungen zu erreichen.

Husumer Schiffswerft HSW 30 (interne Standplatz-Nummer 13)

Die kleinste der im Windenergiepark vertretenen Anlagen ist eine ältere und einfache Konstruktion ohne aktive Windrichtungsnachführung, deren im Lee des Turms angebrachter Rotor durch den Wind in die entsprechende Position gebracht wird. Die Rotordrehzahl ist über ein Getriebe und den polumschaltbaren Asynchrongenerator mit zwei verschiedenen Drehzahlen an die Netzfrequenz gekoppelt. Aufgrund des 2-Blattrotors muss sie mit vergleichsweise hohen Rotordrehzahlen arbeiten, was zu Geräuschproblemen führen kann. Durch ihre recht große Entfernung zur Ortschaft sind solche Probleme hier allerdings nicht aufgetreten.

Krogmann 15/50 (Nr. 1)

Das elektrische Konzept dieser Anlage unterscheidet sich, ebenso wie das der Enercon E 17, von der Mehrzahl der damaligen Windkraftanlagen durch die Anbindung an das Netz mit einem Wechselrichter. Dadurch kann die Rotordrehzahl unabhängig von der Netzfrequenz an die momentane Windgeschwindigkeit angepasst und so ein besserer Leistungsbeiwert erreicht werden. Zusammen mit dem Blattverstellmechanismus (Pitch-Regelung) bietet diese Konstruktion beste Möglichkeiten der Leistungskonstantregelung bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten. Aufgrund schwerer Schäden am Getriebe und eingeschränkter wirtschaftlicher Erfolge wurde diese Anlage bereits 1996 außer Betrieb gesetzt.

Enercon E 17 (Nr. 2)

Ebenso wie die zuvor genannte Anlage wird bei der E 17 die Rotordrehzahl unter Verwendung eines Wechselrichters der momentanen Windgeschwindigkeit angepasst. Die deutlich bessere Funktionstüchtigkeit des gesamten Systems sorgt bei dieser Anlage allerdings seit Inbetriebnahme für gute Betriebsergebnisse. Die Leistungsbegrenzung bei hohen Windgeschwindigkeiten erfolgt aufgrund einer durch die Rotorblattgestaltung gezielt hervorgerufenen Ablösung der Strömung vom Blattprofil (Stall-Regelung).

Hüllmann FHW 100 (Nr. 3)

In ihren Konstruktionsmerkmalen ist die FHW 100 der kleinen HSW 30 recht ähnlich, allerdings ist sie mit einem 3-Blattrotor ausgestattet. Vor allem wegen eines Bruchs der Hauptwelle, aber auch wegen der Probleme mit der Betriebsführung der Anlage, die durch den Konkurs des Herstellers nie wirklich gelöst werden konnten, wurde der Betrieb dieser Anlage schon 1994 eingestellt.

AN Bonus 150 (Nr. 4)

Diese Anlage entspricht dem lange Zeit dominierenden „dänischen Konzept“. Mit 3-Blattrotor, Stall-Regelung, Stirnrad-Getriebe und polumschaltbarem Asynchron-Generator hatte eine Vielzahl von ähnlichen Vorgängermodellen dieses und anderer dänischer Hersteller die Funktionstüchtigkeit und Robustheit des Konzeptes unter Beweis gestellt. Der polumschaltbare Generator ermöglicht durch die kleine Leistungsstufe eine Anpassung der Rotordrehzahl an geringere Windgeschwindigkeiten.

Tacke TW 250 (Nr. 6)

Auch dieser Prototyp der Firma Tacke ist nach dem so genannten dänischen Konzept aufgebaut. Allerdings besitzt dieser Prototyp nur eine Leistungsstufe und damit auch nur eine Drehzahl. Die spezifische Energieausbeute dieser Anlage fällt daher etwas geringer aus.

Husumer Schiffswerft HSW 250 / HSW 250 T (Nr. 7 und 8)

Von diesem Typ wurden zwei Anlagen (mit den internen Nummern 7 und 8) im Windenergiepark errichtet. Eine der beiden (Nr. 7) war von vorn herein in der Planung enthalten, die zweite Anlage (Nr. 8) ersetzt die eigentlich geplante Anlage „Monopteros“ von MBB. Dieser eigentlich vorgesehene „Monopteros“ hätte mit seinem 1-Blattrotor ein ganz besonderes Rotorkonzept repräsentiert, das sich letztendlich aber auf dem Markt ohnehin nicht etablieren konnte. Die HSW 250 ist wiederum ein Nachbau des dänischen Konzeptes, der mit seinem Verhältnis von Generator-Nennleistung zu Rotorfläche allerdings nicht optimal ausgelegt ist.

Die zweite der beiden Anlagen (interne Nr. 8) wurde deshalb anlässlich eines Rotorlagerschadens mit dem erst zu diesem Zeitpunkt verfügbaren größeren Rotor ausgestattet. Diese modifizierte Anlage mit dem größeren Durchmesser wird vom Hersteller als „HSW 250 T“ bezeichnet. Bei den folgenden Auswertungen der Betriebsergebnisse wurden, wenn möglich, die Ergebnisse aus der Zeit mit dem kleinen Rotor von den späteren Ergebnissen mit großem Rotor getrennt dargestellt.

Erwartete Energielieferung

Im Rahmen des Windmessprogramms in Hessen, das ähnlich wie der Windenergiepark durch die Hessische Landesregierung gefördert wurde, errechnete das ISET den zu erwartenden Jahresenergieertrag der Windkraftanlagen. Die zusätzlich durchgeführten Messungen ergaben ebenso wie die Messung der OVAG eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in 15 m Höhe von etwa 5 m/s. Unter Berücksichtigung einer technischen Verfügbarkeit von 95% ergab sich eine gesamte Jahresstromproduktion von knapp 1,17 GWh bis gut 1,55 GWh.

3.4 Windkraftanlagen-Testfeld

Im Zusammenhang mit dem Windenergiepark Vogelsberg wurde mit Unterstützung des Institutes für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel, und des Fraunhofer Institutes Labor für Betriebsfestigkeit (LBF), Darmstadt, ein Testfeld eingerichtet, für das drei Windkraftanlagen-Standplätze frei gehalten wurden. Einer der Standplätze wurde durch eine Windkraftanlage vom Typ Aeroman (Hersteller MAN) belegt, die ISET und LBF bei ihren wissenschaftlichen Untersuchungen für verschiedene Experimente und Messungen nutzten. Diese Anlage ist aufgrund ihres Aufbaus und ihrer Größe gut geeignet für die von ISET und LBF vorgesehenen Untersuchungen und wurde vorab mit spezieller Messtechnik ausgestattet.

Das Testfeld wurde weiterhin mit einem Messcontainer und einem 50 m hohen Messmast ausgerüstet. Am Messmast werden in 5 verschiedenen Höhen Windgeschwindigkeiten gemessen, weiterhin Windrichtung, Temperatur, Luftdruck- und Feuchte. Sämtliche Messdaten, vom Messmast und von der Test-Windkraftanlage, werden über Datenleitungen zum Messcontainer übertragen und laufen dort an einem Messdatenerfassungssystem auf.

Von ISET und LBF wurden auf dem Testfeld die Reduzierung von Strukturbeanspruchung durch drehzahlvariablen Rotorbetrieb und spezielle Regelungsverfahren für Blattverstellung und Drehzahlvariation untersucht. Weiterhin wurde ein nachträglich in Windkraftanlagen zu installierendes Fehlerfrüh-Erkennungssystem entwickelt, das sich anbahnende Schäden erkennt und dem Betriebspersonal meldet. Diese Untersuchungen wurden von der hessischen Landesregierung und vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie finanziell gefördert.

4. Betriebsergebnisse Windenergiepark

Die Zwischenbilanz nach 10 Betriebsjahren soll einen Überblick geben über die Leistungsfähigkeit und die Zuverlässigkeit der Anlagen, auch im Vergleich zu Anlagen gleichen oder ähnlichen Typs in Deutschland. Im Folgenden werden die vorliegenden Berichte über eingespeiste Energie, Instandsetzungsmaßnahmen, daraus resultierende Stillstandzeiten und Kosten nach verschiedenen Gesichtspunkten ausgewertet.

4.1 Energielieferung

Schon bei der Darstellung der jährlichen Energieerträge der Anlagen fallen die technischen Probleme einzelner Anlagen auf. Die beiden Anlagen Krogmann 15/50 und Hüllmann FHW 100 konnten eigentlich nie die Erwartungen erfüllen. Häufige Störungen sorgten für viele und teilweise lange Ausfallzeiten. Dies war auch eine der Begründungen für die endgültige Stilllegung nach schweren Schäden im dritten bzw. fünften Betriebsjahr. Aufgrund der Ausfallzeiten – auch der anderen Anlagen – und des schwankenden Windenergieangebotes sind die Jahreserträge allerdings nur schwer zu vergleichen.

| Anlage | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
|----------------------|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|---------|-----------|-----------|---------|
| HSW 30 (13) | 21 555 | 47 073 | 52 054 | 52 976 | 46 258 | 36 278 | 37 748 | 48 708 | 43 868 | 21 086 |
| Krogmann 15/50 (1) | 39 860 | 59 965 | 47 847 | 78 929 | 26 851 | 120 | | | | |
| Enercon E 17 (2) | 81 109 | 106 213 | 114 001 | 122 886 | 98 553 | 85 465 | 76 796 | 109 712 | 109 420 | 41 388 |
| Hüllmann FHW 100 (3) | 13 333 | 38 233 | 62 560 | | | | | | | |
| AN Bonus 150/30 (4) | 186 863 | 214 672 | 235 369 | 253 573 | 217 453 | 163 741 | 180 879 | 225 498 | 225 246 | 98 598 |
| Tacke TW 250 (6) | 133 433 | 195 327 | 230 682 | 263 131 | 210 199 | 138 070 | 183 916 | 234 609 | 198 402 | 108 656 |
| HSW 250 (7) | 166 602 | 251 885 | 295 117 | 319 691 | 248 708 | 183 978 | 219 378 | 196 241 | 265 439 | 131 795 |
| HSW 250 (8) | 123 024 | 265 619 | 277 094 | 327 084 | 278 376 | 136 077 | | | | |
| HSW 250 T (8) | | | | | | | 277 414 | 363 845 | 350 251 | 165 670 |
| Summe Windpark | 765 780 | 1 178 986 | 1 314 724 | 1 418 270 | 1 126 398 | 743 728 | 976 131 | 1 178 613 | 1 192 626 | 567 193 |

Tab. 3: Jahresenergieerträge im Windenergiepark Vogelsberg

Um die Effizienz der verschiedenen Anlagen besser prüfen zu können, wurden im folgenden Diagramm die Energielieferungen der gesamten Betriebszeit der Anlagen nur auf die jeweilige Verfügbarkeitszeit bezogen. Aus diesen Zahlen darf deshalb nicht direkt über Nennleistung bzw. Rotorfläche auf die tatsächliche Einspeisung geschlossen werden.

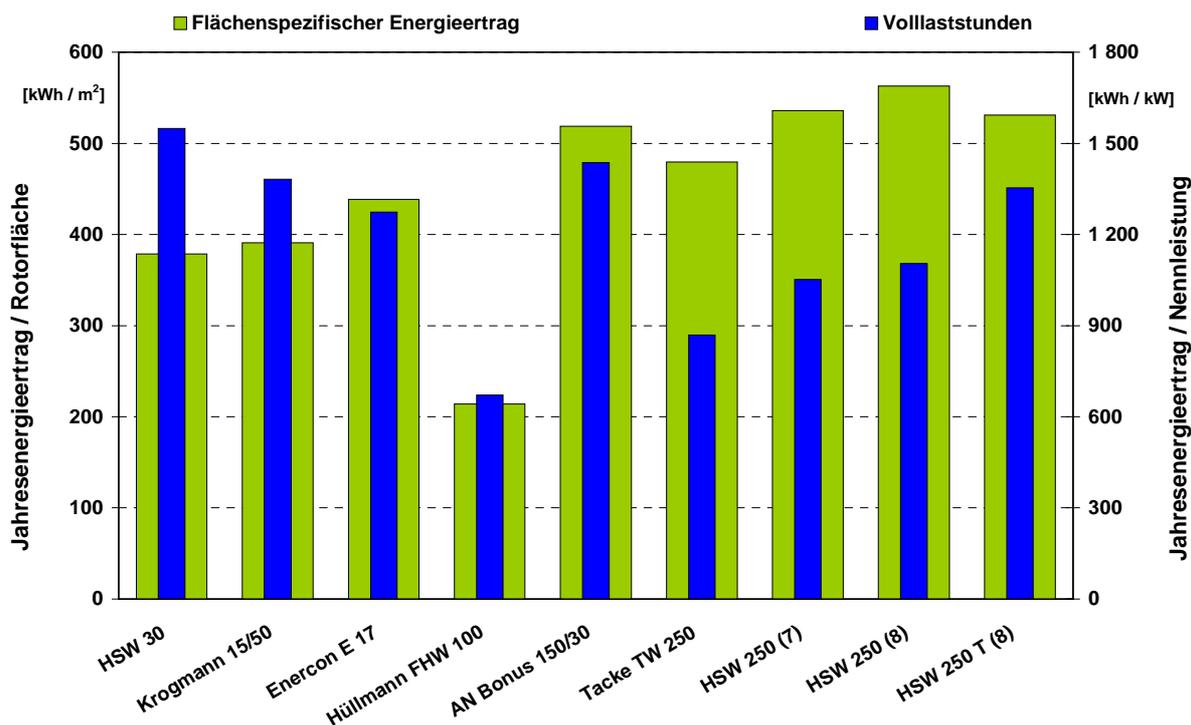


Abb. 3: Auf 100 % Verfügbarkeit hochgerechnete spezifische Energielieferung

Die Hüllmann FHW 100 erreichte demnach auch in den Zeiten, in denen keine Störung vorlag, nur knapp die Hälfte der Ausbeute der anderen Anlagen. Insgesamt heben sich die größeren Anlagen des Windparks noch einmal von den kleineren Anlagen bis 80 kW ab.

Durch den Umbau der HSW 250 (Nummer 8) von 25 m Rotordurchmesser auf 28,5 m stieg die Jahresenergielieferung dieser Anlage deutlich an. Dadurch stieg die Zahl der Volllaststunden deutlich. Die auf die Rotorfläche bezogene Energielieferung, die in etwa die Effizienz der Anlage widerspiegelt, blieb dagegen fast unverändert. Die geringfügige Verringerung ist möglicherweise auf die sich von Jahr zu Jahr ändernden Windbedingungen zurückzuführen und in dieser Auswertung nicht zu vermeiden.

Mit dem kräftigen Anstieg der Volllaststunden wird dagegen deutlich, wie wesentlich diese häufig benutzte Kennzahl durch das Verhältnis von Generator-Nennleistung zu Rotorfläche geprägt wird. Entgegengesetzte Verhältnisse zeigen sich bei der Tacke TW 250, deren besonders geringe Zahl an Volllaststunden auf die hohe Generatornennleistung zurückzuführen ist, die aufgrund des verhältnismäßig kleinen Rotors seltener erreicht wird.

Insgesamt kam der Windenergiepark in den bisherigen Betriebsjahren auf jährliche Energieerträge zwischen 743 728 kWh (1996) und 1 418 270 kWh (1994). Dabei ist zu berücksichtigen, dass 1994 ein besonders gutes und 1996 ein ausgesprochen ungünstiges „Windjahr“ waren. Zudem fehlte ab 1994 die Hüllmann FHW 100 mit fast 10% der gesamten Nennleistung des Windenergieparks und ab 1996 die Krogmann 15/50 mit weiteren 5% der ursprünglichen Nennleistung. Werden die mittleren jährlich eingespeisten Energiemengen auf 100 % Verfügbarkeit hochgerechnet, so ergibt sich ein theoretischer mittlerer Jahresenergieertrag von rund 1 280 000 kWh für den gesamten Windenergiepark (inklusive Krogmann 15/50 und Hüllmann FHW 100). Trotz der teilweise recht niedrigen Effizienz der Anlagen läge dieser Ertrag noch gut im Bereich der prognostizierten Jahresenergielieferung. Die tatsächliche Einspeisung lag in den Jahren 1992 bis 1999 allerdings nur bei 1 100 000 kWh

4.2 Ausfallzeiten

Für die Bewertung der Anlagentechnik ist - neben Jahresenergielieferung bzw. Effizienz - die Zuverlässigkeit der Anlagen von großer Bedeutung. Wie sich im vorangegangenen Kapitel andeutete, fallen zwei Anlagen, nämlich Hüllmann FHW 100 und Krogmann 15/50 durch häufige und lange Ausfallzeiten auf. Die technische Verfügbarkeit des gesamten Windenergieparks liegt daher nur bei etwa 90 %. Werden diese beiden Anlagen nicht berücksichtigt, liegt die Verfügbarkeit mit 95 % aber immer noch etwas unter dem Durchschnitt aller Anlagen in Deutschland.

Von den anderen Anlagen stehen die TW 250 und HSW 250 immerhin etwa doppelt so häufig still wie die kleineren Anlagen bis 150 kW. Besonders auffällig sind die zwei langen Stillstandzeiten der beiden HSW 250. Bei beiden Anlagen dieses Typs musste inzwischen das Rotorhauptlager getauscht werden. Die Ausfallzeiten der kleineren Anlagen bewegen sich dagegen im Rahmen der meisten Windkraftanlagen in Deutschland bzw. sie sind etwas geringer.

| Anlage | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | jährlicher Mittelwert |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----------------------|
| HSW 30 (13) | 2 | 20 | 1 | 31 | 19 | 4 | 2 | 2 | 28 | 0 | 12 |
| Krogmann 15/50 (1) | 141 | 51 | 144 | 24 | 246 | 0 | | | | | 110 |
| Enercon E 17 (2) | 0 | 0 | 8 | 0 | 5 | 9 | 6 | 13 | 0 | 18 | 6 |
| Hüllmann FHW 100 (3) | 129 | 258 | 111 | | | | | | | | 139 |
| AN Bonus 150/30 (4) | 35 | 9 | 10 | 7 | 6 | 38 | 17 | 4 | 10 | 8 | 15 |
| Tacke TW 250 (6) | 17 | 24 | 16 | 29 | 51 | 32 | 1 | 8 | 55 | 15 | 26 |
| HSW 250 (7) | 18 | 22 | 7 | 11 | 37 | 25 | 28 | 105 | 18 | 14 | 30 |
| HSW 250 (8) | 10 | 63 | 11 | 13 | 7 | 100 | | | | | 37 |
| HSW 250 T (8) | | | | | | | 18 | 6 | 5 | 3 | 9 |

Tab. 4: Ausfallzeiten aller Anlagen in Tagen

4.3 Störungsursachen

Verschiedene Gründe verursachen die oben genannten Ausfallzeiten. In regelmäßigen Abständen müssen die Anlagen natürlich für Wartungsarbeiten stillgesetzt werden. Zusätzlich sorgen auch ungünstige Wettersituationen für Betriebsunterbrechungen, oft ohne Schäden auszulösen. Dritte Ursache sind dagegen Schäden, die nicht nur Einnahmeausfall, sondern auch Reparaturkosten verursachen.

Die Rubrik „Störungsursachen“ der folgenden Tabelle gibt Auskunft darüber, welche externen Bedingungen und internen Ursachen den Betrieb häufig unterbrechen. Aufgrund der Höhenlage in fast 600 m Höhe treten relativ häufig Wettersituationen auf, bei denen Anlagen und Rotorblätter vereisen. Dementsprechend häufig sind auch die Betriebsunterbrechungen aufgrund von Eisansatz. Auffällig häufige interne Ursachen sind fehlerhaft funktionierende Anlagenregelungen und Bauteildefekte.

Auch in diesem Zusammenhang spielt die Krogmann 15/50 eine besondere Rolle. Ein Lagerschaden im Getriebe verursachte eine besonders starke Geräuscentwicklung, weshalb diese Anlage 1995 fast regelmäßig nachts abgeschaltet werden musste. Die Belästigung der nah am Windenergiepark wohnenden Bevölkerung von Hartmannshain war zu groß, eine Reparatur wurde zu diesem Zeitpunkt schon nicht mehr in Betracht gezogen.

| Anlage Interne Nr. | HSW 30 (13) | Krogmann 15/50 (1) | Enercon E 17 (2) | Hüllmann FHW 100 (3) | AN Bonus 150/30 (4) | Tacke TW 250 (6) | HSW 250 (7) | HSW 250 (8) | HSW 250 T (8) |
|------------------------------|------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------------|-----------------------------|--------------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Nennleistung | 30 | 50 | 80 | 100 | 150 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| Rotordurchmesser | 12.5 | 15.0 | 17.2 | 20.0 | 23.0 | 24.0 | 25.0 | 25.0 | 28.5 |
| Nabenhöhe | 22.4 | 30.0 | 28.5 | 24.0 | 30.0 | 30.0 | 28.5 | 28.5 | 28.5 |
| Störungsursachen | | | | | | | | | |
| Sturm | | 18 | 7 | | 1 | 28 | 16 | 16 | 3 |
| Netzausfall | 3 | 6 | | | 2 | 4 | 11 | 4 | 1 |
| Blitzschlag | 4 | 6 | | | | 3 | 6 | 4 | |
| Eisansatz | | 10 | 2 | | 50 | 30 | 24 | 17 | 8 |
| Fehlfunktion Anlagenregelung | 26 | 44 | 5 | 15 | 8 | 4 | 40 | 57 | 8 |
| Bauteildefekt | 10 | 11 | 17 | 3 | 8 | 22 | 26 | 7 | 1 |
| Bauteillockerung | | | 2 | | 4 | 1 | 2 | | |
| Andere Ursachen | 3 | 13 | 3 | 2 | 4 | 10 | 13 | 2 | 2 |
| Unbekannte Ursache | 17 | 3 | 3 | | 5 | 5 | 24 | 25 | 16 |
| Störungsauswirkungen | | | | | | | | | |
| Überdrehzahl | 25 | 17 | 6 | | | 1 | 4 | 8 | 8 |
| Überlast | | 3 | | | 1 | 9 | 5 | 8 | |
| Geräusentwicklung | | 299 | 1 | | | 2 | | | |
| Vibrationen | 2 | 1 | | | | | | 1 | |
| Reduzierte Leistung | 1 | 3 | 2 | 1 | | 2 | 2 | | |
| Folgeschäden | 1 | 2 | | | | 1 | 3 | 1 | |
| Anlagenstillstand | 50 | 350 | 33 | 3 | 76 | 91 | 135 | 99 | 29 |
| Andere Auswirkungen | 1 | 12 | 1 | 11 | 1 | 7 | 3 | 1 | |

Tab. 5: Externe und Interne Störungsursachen sowie erkennbare Auswirkungen

Die Störungen führen teilweise zu Überdrehzahlen, zu verminderter Leistungsabgabe oder seltener auch zu anderen offensichtlichen Auswirkungen. Meistens allerdings werden die Störungen durch die Betriebsführungen der Anlagen erkannt und die Maschinen abgeschaltet. Der Schaden bleibt auf diese Weise begrenzt und führt nicht zu Folgeschäden in derselben Maschine oder sogar außerhalb.

Bei der HSW 250 (T) fällt auf, dass nach der Umrüstung auf einen größeren Rotor die externe Störungsursache „Sturm“ deutlich zurückging. Dies war mit der Umrüstung unter anderem angestrebt worden (vgl. Kap. 4.4, Abschnitt Hauptkomponententausch).

4.4 Instandsetzungen

Aufgrund der Erfahrungen im WMEP lässt sich die Anzahl entstandener Schäden zu fast gleichen Teilen einerseits den elektrischen (bzw. elektronischen) Komponenten zuordnen und andererseits den mechanischen Komponenten. Auf den Windenergiepark Vogelsberg trifft diese Aussage nicht zu. Hier liegt die Anzahl der Schäden an elektrischen Komponenten fast doppelt so hoch.

Da in Tab. 6 und Tab. 7 sämtliche gemeldeten Schäden aufgeführt sind, ist bei Vergleichen die unterschiedliche Betriebsdauer der Anlagen zu beachten. Relativ häufig waren die speziell für die Windkraftanlagentechnik entwickelten bzw. angepassten Komponenten „Regelungsbaugruppe“ und „Sensoren“ reparaturbedürftig. Das ist auf den frühen Entwicklungsstand dieser Technik zurückzuführen. Das etwas kompliziertere Konzept der Netzeinspeisung über einen Wechselrichter, das eine variable Drehzahl des Rotors ermöglicht (Krogmann und Enercon), fällt in diesem Zusammenhang nicht negativ auf.

| Anlage Interne Nr. | HSW 30 (13) | Krogmann 15/50 (1) | Enercon E 17 (2) | Hüllmann FHW 100 (3) | AN Bonus 150/30 (4) | Tacke TW 250 (6) | HSW 250 (7) | HSW 250 (8) | HSW 250 T (8) |
|--------------------------------|------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------------|-----------------------------|--------------------------|------------------|------------------|--------------------|
| Elektrische Komponenten | 20 | 39 | 29 | 7 | 13 | 22 | 31 | 16 | 3 |
| Elektrik | 9 | 28 | 5 | 0 | 3 | 8 | 10 | 1 | 1 |
| Stromrichter | | 6 | 1 | 2 * | | 1 * | 2 * | 2 * | 1 * |
| Sicherungen | 2 | 18 | | | 1 | 4 | 1 | | |
| Schütze/Schalter | 3 | 2 | 1 | | 1 | 3 | 3 | | |
| Leitungen/Anschlüsse | 2 | | 3 | | 1 | | 6 | 1 | 1 |
| Sonstiges Elektrik | 2 | 2 | | | | 1 | | | |
| Generator | 0 | 2 | 16 | 0 | 0 | 2 | 2 | 1 | 0 |
| Wicklungen | | 1 | | | | | | | |
| Schleifringe/Bürsten | | 1 | 5 | | | | | | |
| Generatorlager | | | 9 | | | | 1 | 1 | |
| Sonstiges Generator | | | 2 | | | 2 | 1 | | |
| Elektronische Regelungseinheit | 6 | 5 | 7 | 7 | 3 | 2 | 10 | 6 | 0 |
| Regelungsbaugruppe | 6 | 5 | 3 | 7 | 3 | 2 | 7 | 4 | |
| Relais | | | | | | | 1 | 1 | |
| Meßkabel/Anschlüsse | | | 3 | | | | 1 | | |
| Sonstiges Elektr. Regel. | | | 1 | | | | 1 | 1 | |
| Sensoren | 5 | 4 | 1 | 0 | 7 | 10 | 9 | 8 | 2 |
| Anemometer/Windfahne | | 1 | | | 7 | 8 | 6 | 6 | 1 |
| Rüttelschalter | | | | | | | | | 1 |
| Temperaturfühler | | | | | | | | | |
| Öldruckschalter | 3 | 2 | | | | | 1 | | |
| Leistungswandler | 1 | | | | | | | | |
| Drehzahlmesser | 1 | | 1 | | | 1 | | 1 | |
| Sonstiges Sensoren | | 1 | | | | 1 | 2 | 1 | |

* Sanftaufschaltung

Tab. 6: Instandsetzungen an elektrischen und elektronischen Komponenten

Ein relativ großer Anteil der Schäden an elektrischen Komponenten betrifft vielmehr Standardbauteile, wie Schütze und Schalter, Leitungen und Anschlüsse. Besonders viele Schäden traten an der Krogmann (trotz der kurzen Betriebszeit) und an der etwas älteren der beiden HSW 250 (Nr. 7) auf. Während bei der Krogmann die meisten dieser Fehler in der allgemeinen elektrischen Ausrüstung, und dort insbesondere an den Sicherungen, auftraten, sind die Fehlerquellen der HSW 250 auf mehrere Bereiche verteilt.

Bei den mechanischen Komponenten fallen die verhältnismäßig häufigen Schäden an den Rotorblättern auf. Unabhängig von der Bauart, ob 2-Blatt- oder 3-Blattrotor, Luv- oder Lee-Läufer, mit oder ohne Blattverstellung, sind alle Anlagen außer Krogmann und Hüllmann fast gleichermaßen betroffen. Auch hier muss allerdings die kurze Laufzeit dieser beiden letztgenannten Anlagen bedacht werden. Bei der Tacke TW 250 und der etwas älteren der beiden HSW 250 fallen weiterhin viele Fehler auf, die die Hydraulik dieser beiden Anlagen betrafen.

Insgesamt erweist sich nach den ersten zehn Jahren keines der unterschiedlichen technischen Konzepte der acht Demonstrationsanlagen als besonders zuverlässig oder besonders fehlerträchtig. Vielmehr scheinen die verschiedensten konstruktions- und fertigungsbedingten oder Materialfehler mögliche konzeptbedingte Probleme zu überdecken.

| Anlage Interne Nr. | HSW 30 (13) | Krogmann 15/50 (1) | Enercon E 17 (2) | Hüllmann FHW 100 (3) | AN Bonus 150/30 (4) | Tacke TW 250 (6) | HSW 250 (7) | HSW 250 (8) | HSW 250 T (8) |
|--------------------------------|----------------|--------------------------|------------------------|----------------------------|---------------------------|------------------------|----------------|----------------|------------------|
| Mechanische Komponenten | 9 | 8 | 4 | 7 | 7 | 31 | 24 | 6 | 4 |
| Rotorblätter | 3 | 0 | 2 | 1 | 2 | 4 | 3 | 4 | 1 |
| Blattverschraubung | | | | | | | | | |
| Blattkörper | 3 | | 2 | | 2 | 3 | 3 | 3 | 1 |
| Aerodynamische Bremsen | | | | | | 1 | | | |
| Sonstiges Rotorblätter | | | | 1 | | | | 1 | |
| Rotornabe | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| Nabenkörper | | | | | | 1 | | | |
| Blattverstellung | | 1 | | | | | | | |
| Blattlager | | | | | | | | | |
| Sonstiges Rotornabe | | | | | | | | | |
| Antriebsstrang | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 3 | 1 | 1 | 0 |
| Rotorlager | | | | 1 | | | 1 | 1 | |
| Antriebswellen | | | | 2 | | 1 | | | |
| Kupplung | | | | 1 | | 2 | | | |
| Sonstiges Antrieb | | | | | | | | | |
| Getriebe | 2 | 5 | 0 | 1 | 0 | 3 | 5 | 1 | 0 |
| Lager | | 1 | | 1 | | | 2 | 1 | |
| Zahnräder | | 1 | | | | | | | |
| Getriebewellen | | | | | | | | | |
| Dichtungen | 2 | 2 | | | | 2 | 2 | | |
| Sonstiges getriebe | | 1 | | | | 1 | 1 | | |
| Mechanische Bremsen | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 | 2 | 0 | 1 |
| Bremsscheiben | | | | | | | | | |
| Bremssbeläge | | 1 | | | | | | | 1 |
| Bremssattel | | | | | | | 1 | | |
| Sonstiges Mech. Bremse | 1 | | | | 1 | | 1 | | |
| Windrichtungsnachführung | 2 | 1 | 2 | 0 | 1 | 3 | 2 | 0 | 2 |
| Azimitlager | | | | | 1 | | | | |
| Antriebsmotor | | | | | | | | | |
| Zahnkranz/Ritzel | | | | | | | | | |
| Sonstiges W.-nachführung | 2 | 1 | 2 | | | 3 | 2 | | 2 |
| Hydraulikanlage | 1 | 0 | 0 | 1 | 3 | 13 | 10 | 0 | 0 |
| Hydraulikpumpe | | | | | 1 | 2 | 1 | | |
| Pumpenantrieb | | | | | | | | | |
| Ventile | | | | 1 | 1 | | | | |
| Hydraulikleitungen | | | | | 1 | 6 | | | |
| Sonstiges Hydraulik | 1 | | | | | 5 | 9 | | |
| Tragende Teile/Gehäuse | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1 | 0 | 0 |
| Fundament | | | | | | | | | |
| Turm/Turmverschraubung | | | | | | 3 | | | |
| Gondelrahmen | | | | | | | 1 | | |
| Gondelverkleidung | | | | | | 1 | | | |
| Leiter/Aufstieg | | | | | | | | | |
| Sonstiges Tragende Teile | | | | | | | | | |

Tab. 7: Instandsetzungen an mechanischen Komponenten

Hauptkomponententausch

Einige der Schäden sind so gravierend, dass sie nicht mit Reparaturen behoben werden können, sondern nur durch den Tausch ganzer Hauptkomponenten. Allein die kleine HSW 30 und die AN Bonus 150 blieben vom Tausch wichtiger Hauptkomponenten bisher verschont. Die anderen Anlagen waren aber (abgesehen von der Krogmann 15/50, die aufgrund der Schäden außer Betrieb gesetzt wurde) auch erst einmal von solchen Totalschäden betroffen.

Dabei wurde der Tausch des gesamten Blattsatzes der HSW 250 (Nr. 8) gegen einen Blattsatz mit größerem Durchmesser nicht aufgrund eines Schadens vorgenommen. Anlässlich einer Rotorlager-Reparatur wurden die zu diesem Zeitpunkt verfügbaren neuen (größeren) Rotorblätter montiert, um einerseits die bis dahin unzufriedenstellende Leistungsbegrenzung zu verbessern und um andererseits mit der größeren Rotorfläche eine bessere Ausbeute zu erreichen.

| Anlage | Gondel | Blattsätze | Nabe | Getriebe | Generator | Gierantrieb | Turm | Schaltschrank | Netztrafo |
|----------------------|--------|------------|------|----------|-----------|-------------|------|---------------|-----------|
| HSW 30 (13) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Krogmann 15/50 (1) | - | - | - | 1 | 1 | 1 | - | - | - |
| Enercon E 17 (2) | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - |
| Hüllmann FHW 100 (3) | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - |
| AN Bonus 150/30 (4) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tacke TW 250 (6) | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - |
| HSW 250 (7) | - | - | - | - | 1 | - | - | - | - |
| HSW 250 (8) | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - |
| HSW 250 T (8) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Tab. 8: Getauschte Hauptkomponenten

Zeitliche Schadensentwicklung

Bundesweit ergibt sich, nach der Lösung einiger Anfangsprobleme, für Anlagen unter 500 kW Nennleistung in den ersten Betriebsjahren eine fallende Tendenz der Schadenshäufigkeit. Ab etwa dem fünften Betriebsjahr tritt relativ konstant etwa ein Schaden je Betriebsjahr auf.

Die Schadensentwicklung sieht bei den Anlagen am Vogelsberg allerdings etwas anders aus. Zum einen liegt die durchschnittliche Anzahl von Schäden pro Jahr etwas höher, nämlich bei etwa 2 Schäden. Dabei sind nur solche Störungen berücksichtigt, bei denen eine Reparatur erforderlich war. Die Schäden an den beiden Anlagen Krogmann und Hüllmann wurden wegen der geringen Betriebszeit der Anlagen in diese Betrachtung nicht mit aufgenommen.

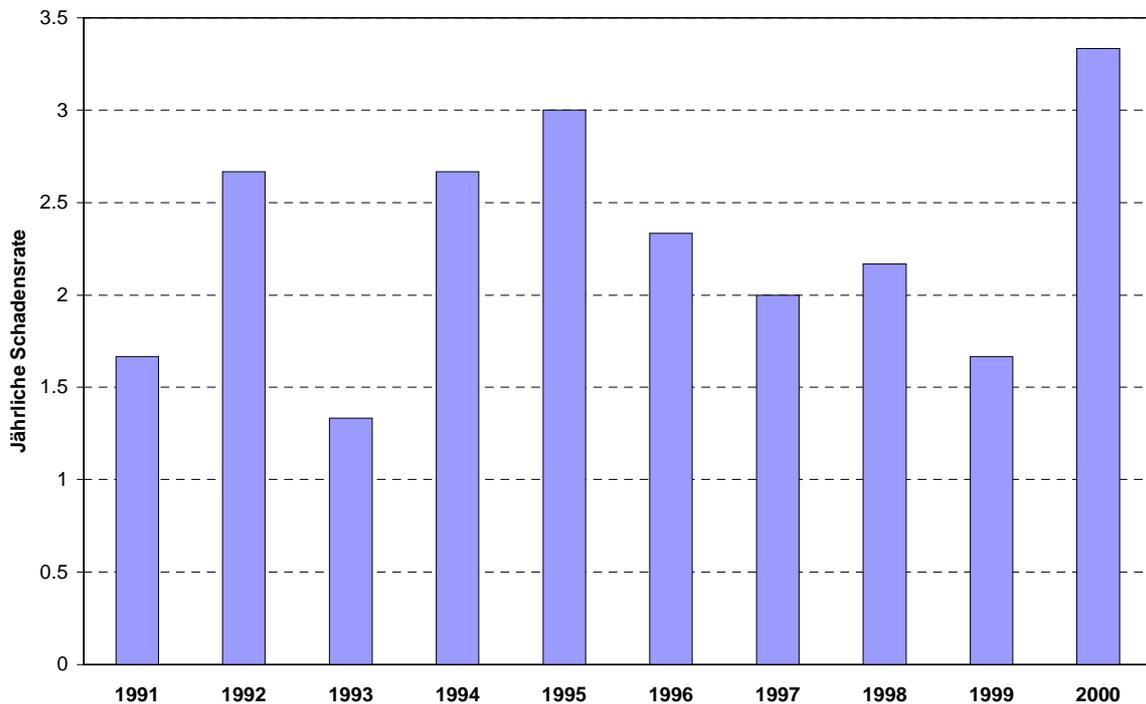


Abb. 4: Zeitliche Entwicklung der jährlichen Schadensfälle

4.5 Betriebskosten

Die für die Aufrechterhaltung des Anlagenbetriebs notwendigen Betriebskosten sind neben den Investitionskosten zwar relativ gering, sind aber ein wichtiger Parameter bei der Bewertung der für den Windenergiepark ausgewählten Anlagen. Die dieser Auswertung zu Grunde liegenden Daten wurden

den Jahreskostenberichten ab 1993 entnommen. In der Zeit davor wurden die Kosteninformationen auf andere Weise erhoben, so dass sie nicht zusammen mit den erwähnten Daten ausgewertet werden können. Außerdem bestanden in der Zeit vor 1993 größtenteils noch Garantieansprüche.

Die Auswertungen ergeben wiederum von Anlage zu Anlage sehr unterschiedliche Kosten. Um die Ergebnisse vergleichen zu können, ist es sinnvoll, die Kosten mit der Anlagengröße zu normieren. Dabei müssen die Angaben für die Anlagen Krogmann und Hüllmann wiederum vor dem Hintergrund der kurzen Laufzeit und dem frühzeitigen Verzicht nochmaliger Instandsetzung (Vermeidung hoher Instandsetzungskosten) gesehen werden. Ebenso ist zu beachten, dass die genannten Beträge Kosten für Reparaturen, Wartungsverträge und Versicherungen enthalten, dagegen aber keine Strombezugs- und Personalkosten sowie keine Steuern.

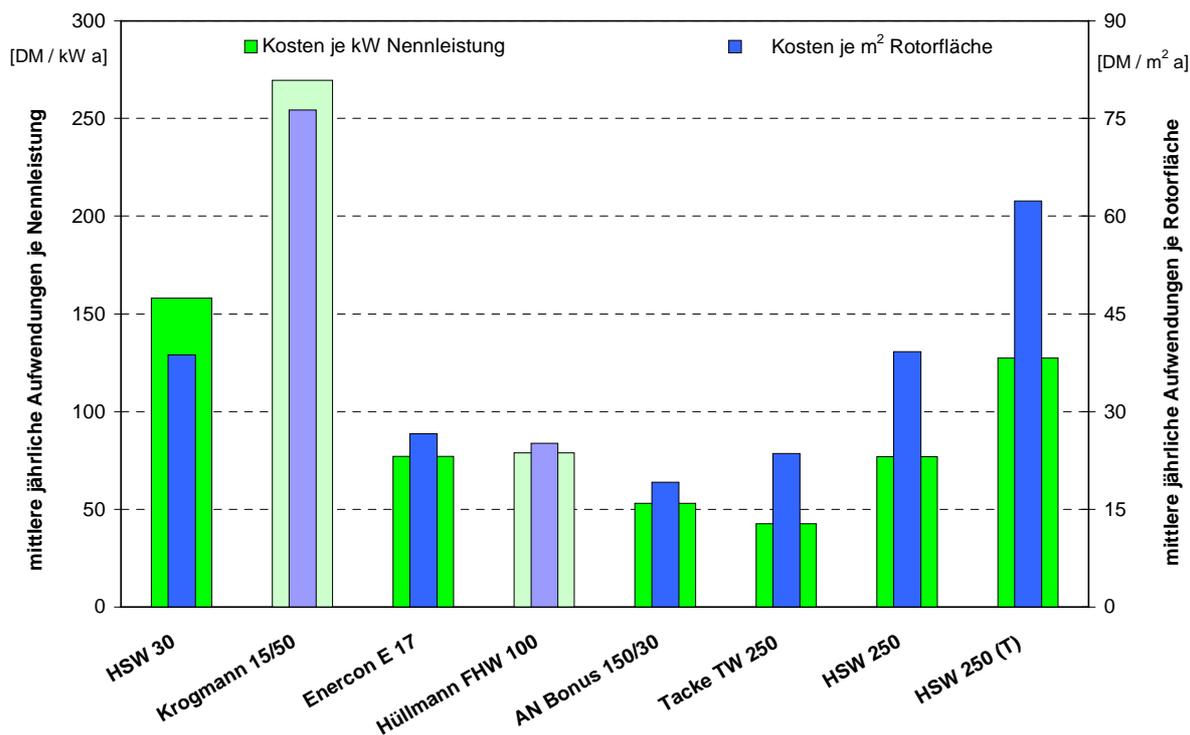


Abb. 5: Jährliche Betriebskosten bezogen auf Nennleistung bzw. Rotorfläche

Bezogen auf die Nennleistung bzw. auf die Rotorfläche weisen die Anlagen Tacke TW 250 und AN Bonus 150 die niedrigsten Betriebskosten auf. Die beiden HSW 250 liegen dagegen relativ hoch, was durch die teuren Reparaturen der Rotorhauptlager verursacht wurde. Zusätzlich sind bei der zweiten HSW 250 (T) die Kosten für die Ausrüstung mit dem größeren Rotor enthalten. Wie bereits beschrieben, wurde dieser Rotor nicht aufgrund von Schäden getauscht.

Alle bislang beschriebenen Betriebsergebnisse beleuchten die Anlagen jeweils unter einem einzelnen Gesichtspunkt. Für eine wirtschaftliche Betrachtung sind letzten Endes aber die entstandenen Kosten und die insgesamt eingespeiste Energie am interessantesten. In der folgenden Darstellung zeigt sich das Ergebnis aus geringer Schadenshäufigkeit, hoher Verfügbarkeit, hoher spezifischer Ausnutzung und geringen Betriebskosten. Natürlich kann diese Auswertung nur ein Zwischenergebnis darstellen, außerdem sind in dieser Betrachtung auch Maßnahmen enthalten, deren Kosten sich im Laufe der folgenden Betriebszeit durchaus bezahlt machen können.

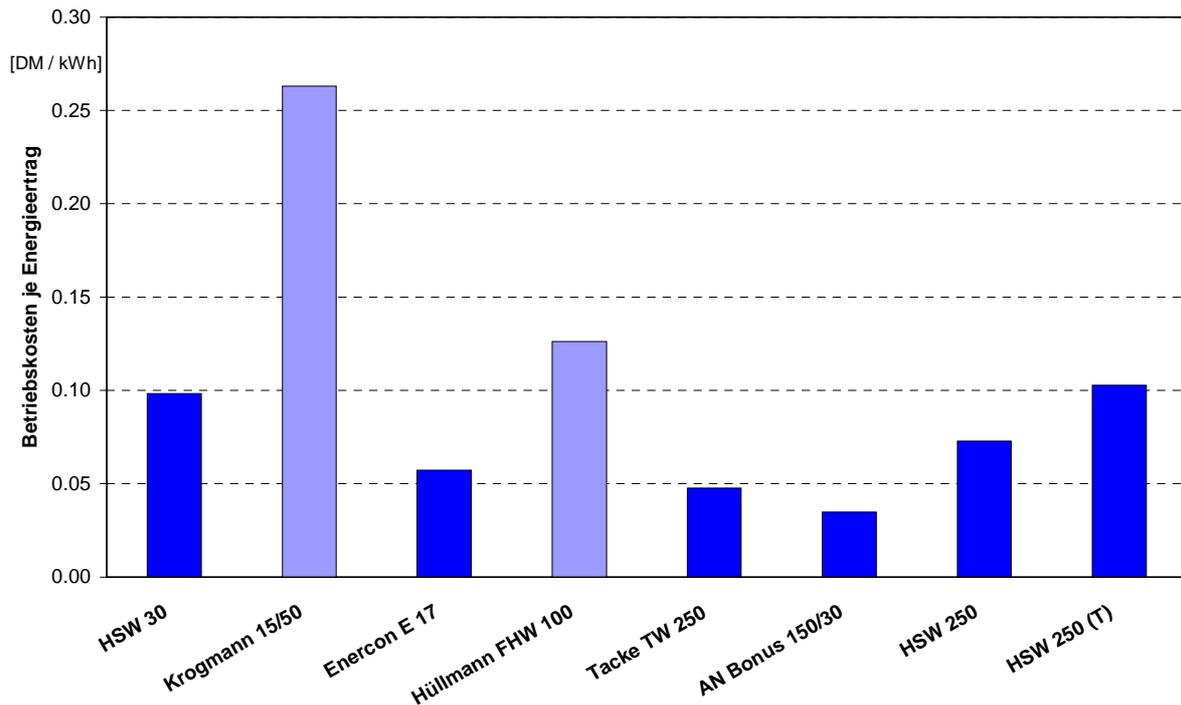


Abb. 6: Gesamte Betriebskosten bezogen auf die insgesamt eingespeiste Energie

AN Bonus 150 und Tacke TW 250 liegen mit jeweils weniger als 5 Pf je Kilowattstunde am günstigsten, gefolgt von der Enercon 17 mit knapp 6 Pf. Alle anderen Anlagen liegen mit 10 Pf je kWh und mehr deutlich höher. Diese hohen Kosten wurden durch anlagenspezifische Situationen verursacht, folgen aber auch dem prinzipiellen Trend höherer spezifischer Kosten kleinerer Anlagen. Da es sich bei diesem Windenergiepark um ein Demonstrationsvorhaben handelt, mit dem die Funktionstüchtigkeit der Anlagen gezeigt und verschiedene Anlagen und Konzepte miteinander verglichen werden sollen, kann bei der Zwischenbilanz nach zehn Jahren diese Gegenüberstellung für die Beurteilung verwendet werden. Zur Berechnung der Stromgestehungskosten und für eine noch umfassenderen Bewertung müssten jedoch zusätzlich die Investitionskosten herangezogen werden.

5. Abschließende Betrachtung

5.1 Technische Konzepte

Aus den vorangegangenen Auswertungen lässt sich eine eindeutige Favorisierung eines bestimmten technischen Konzeptes nicht herleiten, da alle im Windenergiepark Vogelsberg demonstrierten Konzepte mehr oder weniger störungsanfällig waren.

So gibt es für das Konzept mit variabler Rotordrehzahl mit der Enercon 17 sowohl eine zuverlässige Lösung als auch mit der Krogmann 15/50 ein negatives Beispiel.

Der einzige 2-Blattrotor im Feld verursachte an der kleinen HSW 30 keine bemerkenswerten Probleme, war aber insgesamt wenig erfolgreich und ist mittlerweile vom Markt verschwundene.

Die heute für große Windkraftanlagen bevorzugte Pitch-Regelung arbeitet, ebenfalls in der kleinen HSW 30, zuverlässig. Die beiden ebenfalls Pitch-geregelten Anlagen Krogmann 15/50 und Hüllmann FHW 100 hatten ebenfalls kaum Probleme mit diesem Bauteil, mussten aber aus anderen Gründen vorzeitig abgebaut werden. Ganz offensichtlich sind Erfolg und Misserfolg der einzelnen Anlagen stark von der technischen Umsetzungen der Konzepte durch die Hersteller abhängig. Die tatsächlich erfolgreichen technischen Konzepte lassen sich besser mit einer Betrachtung aller Anlagen in Deutschland

erkennen. Die folgende Tabelle zeigt deshalb anhand der jährlich zugebauten Anlagen, welche Bauarten der Hauptkomponenten sich bis Ende 1999 etablierten.

| | bis 1988 | 1989 | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|--|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Anzahl ausgewerteter, jeweils neu installierter WEA | | | | | | | | | | | | |
| | 134 | 72 | 245 | 254 | 386 | 552 | 809 | 1003 | 812 | 810 | 990 | 1495 |
| Blattzahl | | | | | | | | | | | | |
| 2-Blatt | 40% | 21% | 11% | 16% | 9% | 8% | 7% | 2% | 2% | 0% | 0% | 0% |
| 3-Blatt | 58% | 75% | 88% | 82% | 90% | 91% | 93% | 98% | 98% | 100% | 100% | 100% |
| 4-Blatt | 2% | 0% | 1% | 2% | 1% | 1% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Rotorposition | | | | | | | | | | | | |
| lee | 7% | 18% | 8% | 5% | 4% | 2% | 1% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| luv | 93% | 82% | 92% | 95% | 96% | 98% | 99% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Leistungsregelung | | | | | | | | | | | | |
| stall | 51% | 39% | 51% | 57% | 62% | 65% | 57% | 56% | 54% | 44% | 38% | 33% |
| pitch | 49% | 60% | 49% | 43% | 38% | 35% | 43% | 44% | 46% | 56% | 62% | 67% |
| Generatorbauart | | | | | | | | | | | | |
| asynchron | 63% | 50% | 74% | 72% | 70% | 82% | 75% | 69% | 68% | 59% | 62% | 67% |
| synchron | 37% | 50% | 26% | 28% | 30% | 18% | 25% | 31% | 32% | 41% | 38% | 33% |
| Drehzahlverhalten | | | | | | | | | | | | |
| konstant/gestuft | 56% | 36% | 64% | 65% | 66% | 77% | 71% | 67% | 67% | 57% | 53% | 51% |
| variabel | 44% | 64% | 36% | 35% | 34% | 23% | 29% | 33% | 33% | 43% | 47% | 49% |

Tab. 9: Anteil der im jeweiligen Jahr in Deutschland neu installierten Anlagen mit einem bestimmten technischen Merkmal an der insgesamt in dem Jahr errichteten Anlagenzahl

Es zeigt sich, dass die eingangs erwähnten 1-Blattrotoren nie eine Rolle spielen konnten, dass sich aber auch 2-Blatt- und 4-Blattrotoren nicht durchsetzten, sondern die bezüglich der Massen und Trägheitsmomente symmetrischen 3-Blattrotoren.

Noch in den 80er Jahren waren viele der damals noch kleineren Anlagen mit dem Rotor im Lee des Turms installiert. Das dynamische Verhalten der passiven Windrichtungsnachführung erwies sich aber als so ungünstig, dass relativ schnell alle Hersteller zur aktiven, meist elektrisch angetriebenen Nachführung übergingen.

Bezüglich der Leistungsbegrenzung im Nennlastbereich wird die Stall-Regelung (Begrenzung durch Strömungsabriss) nach wie vor häufig eingesetzt. Bei der Einführung der Megawatt-Anlagen wird sie allerdings mehr und mehr durch die Pitch-Regelung (Leistungsbegrenzung durch Verstellen der Rotorblätter um ihre Längsachse) verdrängt, weil bei den großen Anlagen leichtere Bauweisen eingesetzt werden müssen. Da bei der Stall-Regelung deutlich höhere Kräfte auf die Blätter bzw. auf die gesamte Anlage einwirken, steht sie dem Zwang zu leichter Bauweise entgegen.

Ebenfalls aus Gründen der Lastreduzierung, aber auch zur genaueren Leistungsregelung, bietet sich eine Kombination von Blattverstellung mit veränderlicher Rotordrehzahl an. Das ermöglicht überdies einen besseren Wirkungsgrad bei niedrigen Windgeschwindigkeiten. Während 1993 nur ein Viertel aller Anlagen mit variabler Rotordrehzahl betrieben wurden, nutzen mittlerweile bereits fast die Hälfte aller Anlagen diese Technik. Dabei sind nur solche Anlagen als drehzahlvariabel eingestuft, deren Drehzahlband mindestens den Bereich von 70% - 100% der maximalen Drehzahl abdeckt.

5.2 Windkraftanlagen

Werden die einzelnen Windkraftanlagen betrachtet, ohne nach bestimmten technischen Konzepten zu unterscheiden, so kristallisiert sich recht deutlich die AN Bonus 150 als die bislang erfolgreichste Anlage des Windenergieparks heraus. Bei niedrigsten Kosten, seltenen Schäden und geringen Ausfallzeiten erreicht sie einen hohen spezifischen Energieertrag. Die kooperierenden Firmen AN, Bremen,

und Bonus, Dänemark, konnten schon seinerzeit auf eine erprobte Anlage zurückgreifen und so von ihren mehrjährigen Erfahrungen profitieren.

Auch die Firmen Tacke und Enercon hatten zum damaligen Zeitpunkt schon mehrere Jahre Erfahrung mit Windkraftanlagen. Beide Anlagen laufen recht zuverlässig, wobei die Enercon 17 kaum Probleme mit Drehzahlregelung oder Wechselrichter aufweist, aber z. B. viel zu häufig Schäden an der Lagerung des Generators. Bei der Tacke TW 250, eine der ersten dieses Anlagentyps und einzige TW 250 mit nur einer Drehzahl, treten viele kleinere Fehler an allen Komponenten auf. Zudem ist sie für die örtlichen Windverhältnisse nicht optimal ausgelegt, so dass ihre spezifische Energieausbeute hinter die der AN Bonus 150 und der beiden HSW 250 zurückfällt.

Letztlich zeigt sich, dass es im Windenergiepark für das „dänische Konzept“ ebenso erfolgreiche Vertreter gibt, wie es auch zuverlässige Umsetzungen etwas aufwendigerer Konzepte mit Blattverstellung und variabler Rotordrehzahl gibt.

5.3 Demonstrationsziele

Schon kurz nach Installation und Inbetriebnahme des „Windenergiepark Vogelsberg“ entwickelte sich das Pilot- und Demonstrationsvorhaben zu einem Besuchermagneten. Als erster Windpark in den deutschen Mittelgebirgen war er, auch aufgrund der hier vorgestellten unterschiedlichen Anlagentypen, lange Zeit Anschauungsobjekt für potenzielle Investoren, für Vertreter der Genehmigungsbehörden und für viele interessierte Bürger.

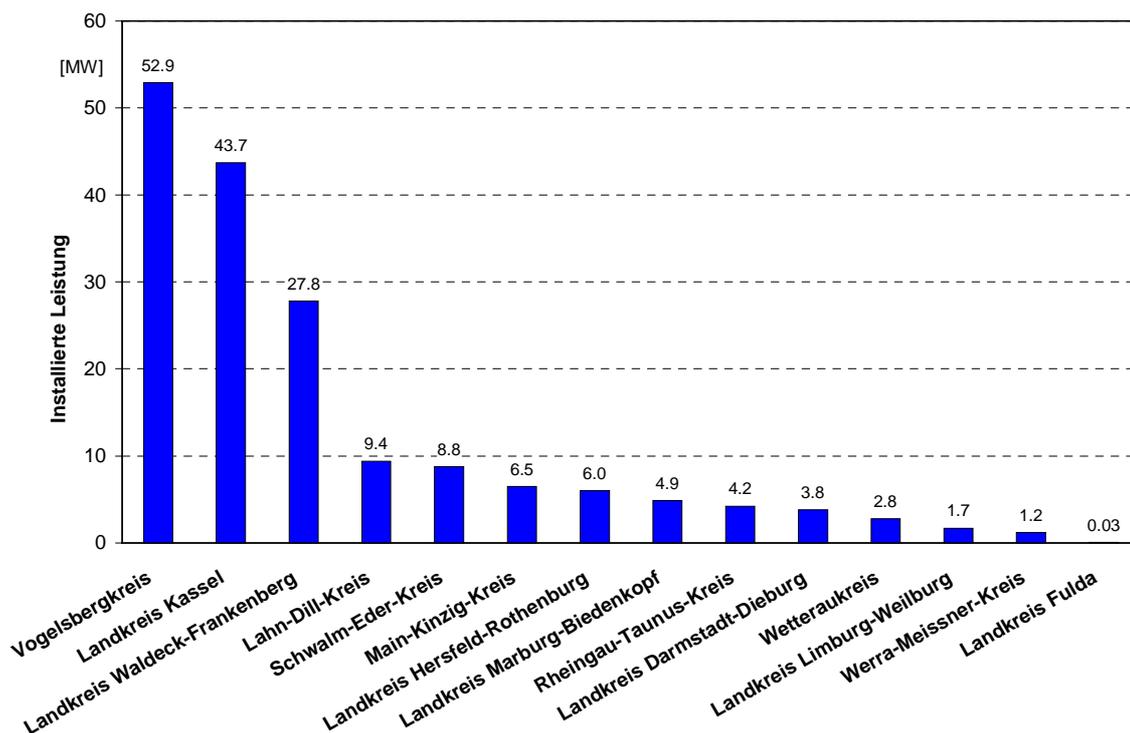


Abb. 7: Der Vogelbergkreis ist in Hessen bei der Nutzung der Windenergie führend, andere windreiche Gebiete, wie die Rhön, werden dagegen noch gar nicht genutzt

Unterstützt durch dieses Vorhaben, nicht zuletzt natürlich auch aufgrund der insgesamt positiven Rahmenbedingungen bundesweit und insbesondere in Hessen, begann ab 1994 - zunächst im Vogelsberg, später auch in anderen Landesteilen - eine boomartige Entwicklung der Windenergie.

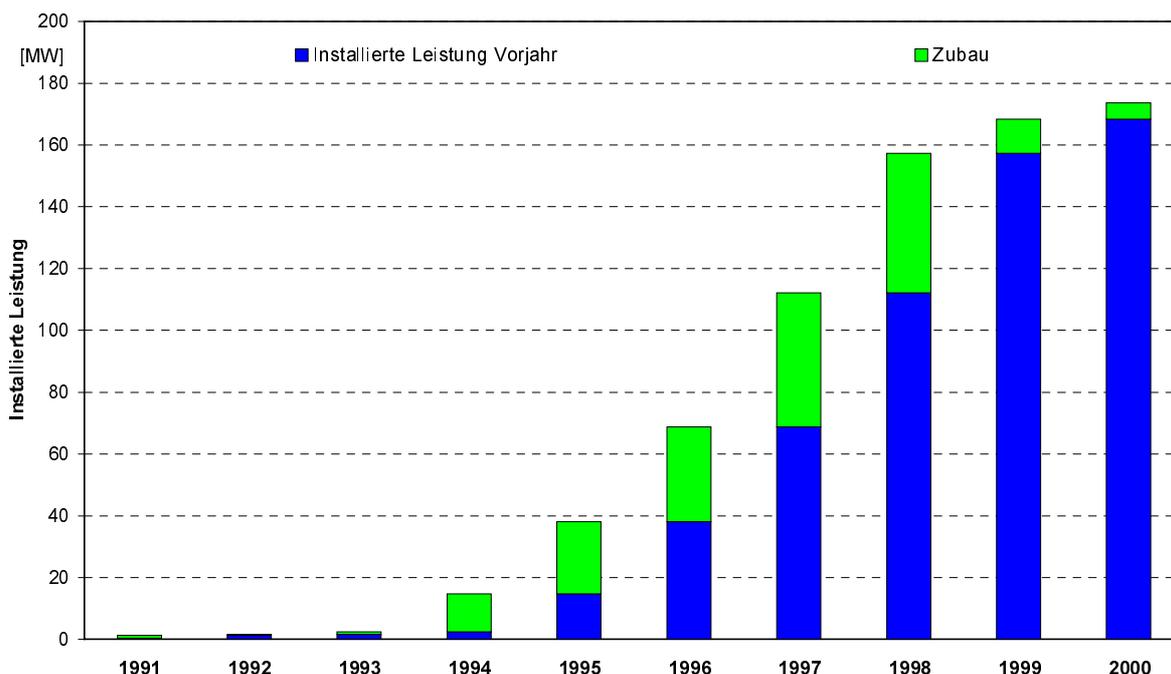


Abb. 8: Entwicklung der Windenergienutzung in Hessen

Seit der Einstellung der finanziellen Förderung von Windkraftanlagen durch die Hessische Landesregierung in 1999 verlor diese Entwicklung allerdings deutlich an Schwung. Nach vier Jahren mit jährlichem Zubau von 30 MW bis 40 MW in den Jahren 1995 bis 1998 sank der Zubau auf heute etwa 10 MW.

In unmittelbarer Nachbarschaft zum Windenergiepark Vogelsberg wurde 1999 von der OVAG mit finanzieller Unterstützung durch die hessische Landesregierung eine 1,5 Megawatt-Anlage installiert. Abb. 9 zeigt in der Mitte die große Tacke TW 1.5 zwischen den heute zu den kleinen Typen gehörenden Anlagen des Windenergieparks.



Abb. 9: Windkraftanlagen in Hartmannshain(von links): Enercon 17, AN Bonus 150, Testfeld-Anlage Aeroman, Tacke TW 1.5, HSW 30, HSW 250 T, Tacke TW 250, HSW 250, zwischen TW 1.5 und HSW 30: 50 m-Windmessmast

Hier zeigt sich, wie sich die Technik seit der Errichtung des ersten Windparks im deutschen Mittelgebirge weiter entwickelt hat. Erfolgreiche Demonstrationsvorhaben wie der Windenergiepark Vogelsberg haben diese Entwicklung mit unterstützt.