

Optimierte Netzauslegung in Windparks

Netzverluste am Beispiel eines 110 kV-Umspanners am Verknüpfungspunkt

Optimized Grid Design for Wind Farms

Herzig, U.; de Witt, U.; BioTec - Umweltschutztechnologien, Esens.

Summary

The increasing size of wind turbines - rated power 500 or 600 kW - used in wind farms makes it profitable to evaluate the layout of the electrical power collecting system, not only based upon voltage variations but also with regard to the electrical losses. This paper presents investigations with regard to the local wind conditions, the design of the wind farm and the electrical layout. Design considerations are given illustrating the necessity of calculations relative to a 110kV transformer to find the economically optimized design.

1. Einleitung

Die gegenwärtige Entwicklung großer Windkraftanlagen (WKA) mit Nennleistungen von 500 kW und mehr ermöglichen bei sinkenden spezifischen Erstellungskosten einen zunehmend wirtschaftlicheren Betrieb. Zudem können die anteiligen Nebenkosten durch einen Betrieb der Anlagen in Windparks weiter gesenkt werden. Zukünftige Windparkprojekte werden immer größer dimensioniert, um durch kumulative Ausschreibungseffekte die Nebenkosten weiter zu senken und demzufolge die rückläufigen öffentlichen Fördermittel zu kompensieren. Dabei ist nicht nur eine kostengünstige Produktion von Großanlagen entscheidend, sondern auch der optimale Langzeitbetrieb aller Betriebsmittel gewinnt hinsichtlich Kosten und Betriebssicherheit zunehmend an Bedeutung. Bekannte energietechnische Probleme und Fragestellungen müssen bei der Netzauslegung im Einklang mit besonderen windparkspezifischen Betriebsweisen berücksichtigt werden [1], [2]. Bei der Vielzahl der Problemstellungen ist eine bisher übliche vereinfachte Netzauslegung in großen Windparks allein nach der Kelvin-Regel bei weitem nicht ausreichend. Eine Bewertung komplexer Netzstrukturen für alle auftretenden Betriebszustände, wie sie in der Energiewirtschaft in ähnlicher Weise längst üblich sind [3], ist für eine Minimierung der Energieverluste aussagekräftiger. Erste Betriebsergebnisse einiger Windparks zeigen den Handlungsbedarf.

In diesem Aufsatz werden grundsätzliche Auslegungskriterien genannt und mit Hinweisen erläutert. Aus diesem sehr komplexen Gebiet wird hier am Beispiel eines 110 kV-Umspanners am Verknüpfungspunkt eines großen Windparks nur ein Teilaspekt betrachtet. Die für die Windparkplanung wichtigen Größen wie Parkwirkungsgrad und Schubbeiwert werden betrachtet. Die windabhängige resultierende Summenleistung des Parks ist Eingangsgröße für die Netzauslegung. Die dabei für das Beispiel benötigten und für eine energetische Betrachtung relevanten Parameter wie Lastfaktor, Leistungsfaktor, Trafonenndaten, Wirkungsgrad und Umspannerverluste werden untersucht.

2. Kriterien für eine optimierte Netzauslegung

Im wesentlichen müssen folgende Anforderungen für eine Auslegung in großen Windparks erfüllt werden:

- Gesicherter Betrieb des Windparks für alle Betriebszustände

Eine rechnergestützte Simulation der Netzkonfigurationen führt mittels Lastfluß- und Kurzschlußberechnungen zu Ergebnissen, die eventuelle unzulässige Beanspruchungen an einzelnen Betriebsmitteln sowie sicheres Ansprechen der Schutzeinrichtungen für die Fälle Minimal-, Teil- und Vollast erkennbar machen.

- Einhaltung des Spannungs- und Frequenzniveaus an allen Netzpunkten

Der Hersteller bestimmt konstruktiv die Betriebsführung der WKA-eigenen Betriebsmittel sowie die elektrische Auslegung, die für die Spannungs- und Frequenzhaltung wesentlich ist. Bei der Netzauslegung sind die Angaben des Herstellers zu berücksichtigen. Hierbei werden die Kompensationseinrichtungen und deren Schaltverhalten besonders betrachtet. Große Unterschiede sind auch bei den realisierten Schutzkonzepten erkennbar.

- Minimierung aller auftretenden Netzkosten

Die Auslegung der Netztopographie und Netzdimensionierung werden nach der Kelvin-Regel, Spannungsdifferenzberechnungen und energiewirtschaftlichen Berechnungsmethoden für die Kostenbewertung durchgeführt.

- Erfüllung aller Anforderungen nach den bestehenden Regeln der DIN, IEC, VDE und VDEW-Richtlinien und Normen

Eine weitere Richtlinie erscheint zu Beginn des Jahres 1994, die die besonderen Gegebenheiten der WKA-eigenen Betriebsweise hinsichtlich der Netzverträglichkeit bei der Netzanbindung berücksichtigt soll [4].

3. Leistungseintrag großer Windparks

Windkraftanlagen können in Windparks abhängig von der Aufstellungsgeometrie ganz oder teilweise abgeschattet werden - die Leistungsabgabe dieser WKA ist durch die Verminderung der Windgeschwindigkeit in der Abströmung (Wake) stromaufwärts stehender Anlagen herabgesetzt.

Die Stärke dieses Effektes ist von der Konfiguration des Parks, der Windrichtung, der Windgeschwindigkeit und dem Betriebszustand der WKA - bestimmt durch die Leistungskennlinie $P(v)$ und die Schubbeiwertkurve $ct(v)$, welche die Impulsaufnahme der WKA aus der Strömung ausdrückt - abhängig (s. Abb. 3). Die Verminderung der gesamten Leistungsabgabe des Parks wird durch den Parkwirkungsgrad η charakterisiert, welcher die Grundlage für einen Vergleich von theoretischen und bei Abschattung zu erwartenden Werten bildet [5, 6].

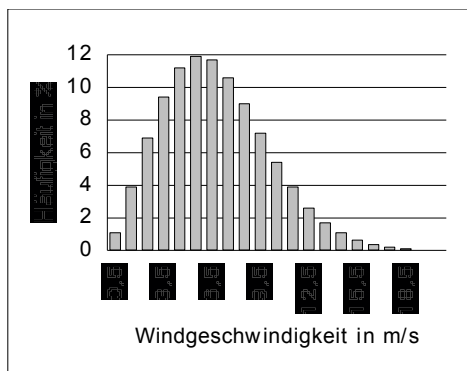


Abb. 1: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit

Fig. 1: Wind speed distribution

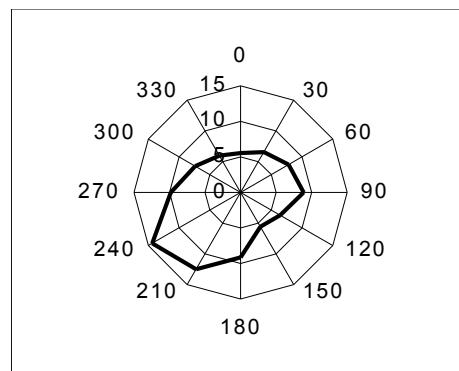


Abb. 2: Häufigkeitsverteilung der Windrichtung

Fig. 2: Distribution of wind directions

η ist durch das Verhältnis von erzeugter elektrischer Energie P_{el} im Park zu der n -fachen Leistung der frei angeströmten WKA definiert:

$$h = \frac{P_{el, \text{Park}}}{n \cdot P_{el, \text{frei}}} \quad \text{mit } n: \text{ Anzahl der WKA}$$

Die hier mit dem Modell PARK berechneten theoretischen Parkwirkungsgrade η sind in der Abb. 3 als Funktion der Windgeschwindigkeit dargestellt. Parameter sind die Anlagenanzahl und die Schubbeiwertkurve. Die stärkste und häufigste gegenseitige Beeinflussung der WKA tritt bei niedrigen Windgeschwindigkeiten auf (s. auch Abb. 1). Deutlich gemacht werden muß hier noch einmal der in Abb. 3 anschauliche Handlungsbedarf bezüglich der nicht abgesicherten zur Verfügung stehenden Schubbeiwerte. Hier fehlt derzeit immer noch eine notwendige abgesicherte Beurteilung der Windparkeffekte, die Grundlage für diesen Planungsabschnitt ist.

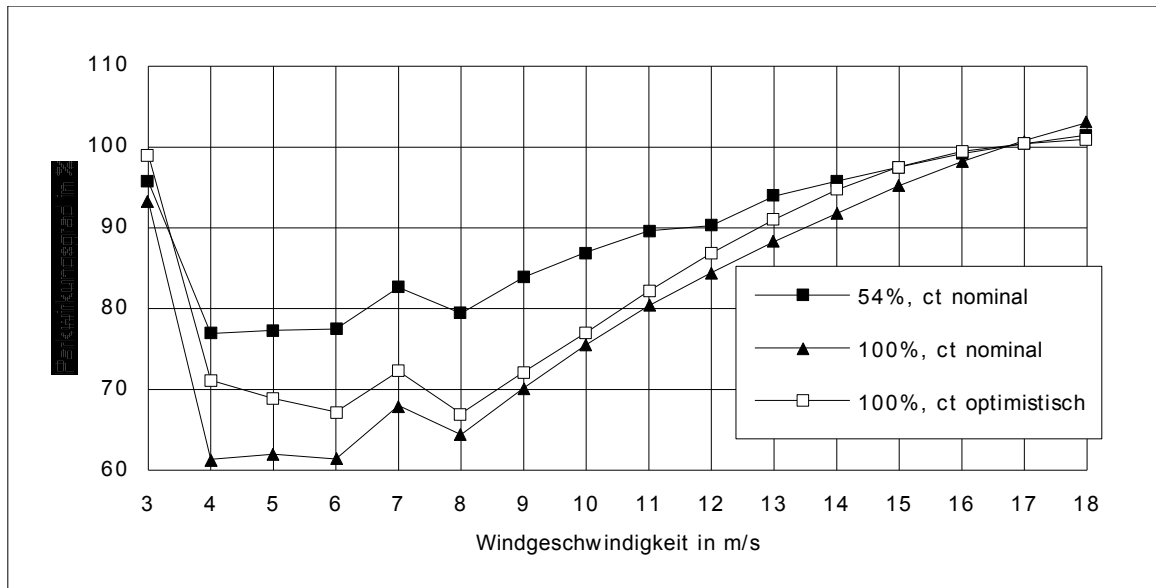


Abb. 3: Einfluß verschiedener Anlagenanzahl in % der Trafoanschlußkapazität sowie unterschiedlicher Schubbeiwerte auf den Parkwirkungsgrad

Fig. 3: Wind farm efficiency as function of wind speed; parameters: thrust coefficient percentage of used transformer capacity

4. Annahmen für die Energieflußbewertung

Abb. 4 zeigt eine mögliche Netzstruktur. In der Regel kommen Strahlen- oder Ringnetze auf der Mittelspannungsebene zum Einsatz. Niederspannungsseitig können je nach WKA-Nennleistung auch mehrere Windkraftanlagen an den MS/NS-Umspannern angeschlossen werden.

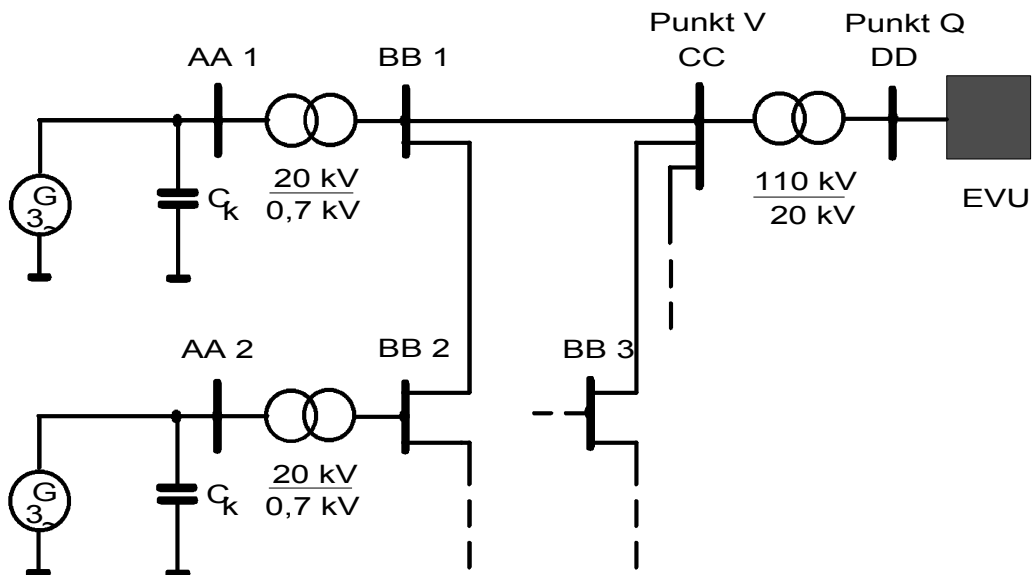
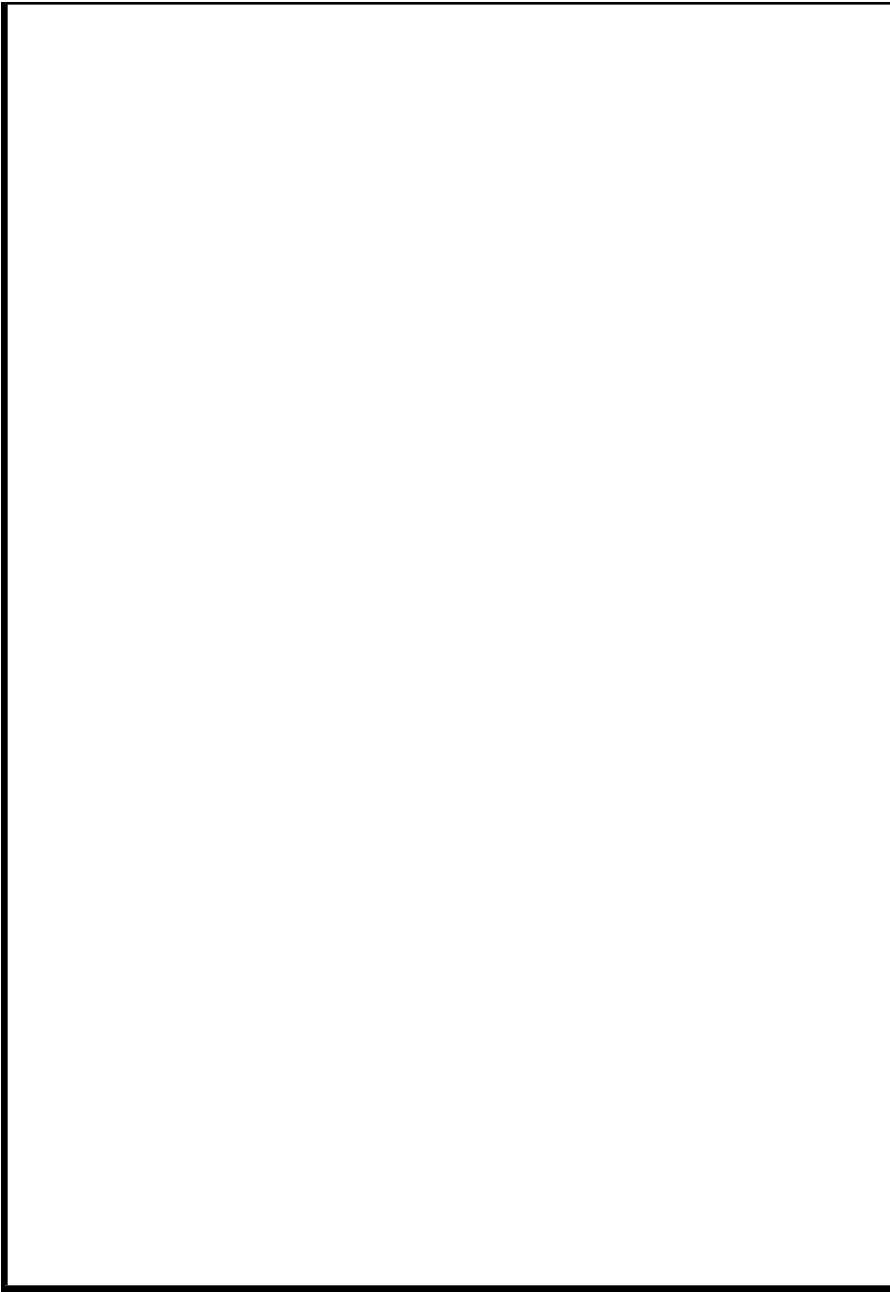


Abb. 4: Beispiel einer Netzauslegung eines Windparks mit Anschluß am 110 kV-Netz

Fig. 4: Example of a grid design for a wind farm

- C_k Einzelkompensation der Windkraftanlagen
- V Verknüpfungspunkt des Windparks, nächstliegender Anschluß weiterer Verbraucher möglich
- Q Übergeordneter Netzpunkt, Ausgangspunkt für Netzurückwirkungsberechnungen

In der folgenden Betrachtung wird angenommen, daß am Punkt V (Sammelschiene CC) keine weiteren Verbraucher angeschlossen sind. Weiterhin werden ausschließlich die Energieverluste des HS/MS-Umspanners bedingt durch den Energiefluß des Windparks bewertet. Energieflüsse, die den Betrieb des Umspannwerkes sichern, werden vernachlässigt. Mögliche Stellbereiche, die leistungsabhängige Spannungsfälle an den Transformatorimpedanzen ausgleichen, werden ebenfalls nicht berücksichtigt, da hierbei der Aufwand für eine rein energetische Betrachtung unverhältnismäßig wäre.



5. Sensitivitätsanalyse des Leistungsfaktors und der umspannerspezifischen Verlustdaten

Im Umspanner treten von der Strombelastbarkeit quadratisch abhängige Kupferverluste und induktions- und damit spannungsabhängige Eisenverluste auf.

Im folgenden sind die wesentlichsten Zusammenhänge kurz erläutert. Für das Verlustverhältnis

$$b = \frac{P_{FeN}}{P_{CuN}}$$

P_{FeN} : Nenneisenverluste,
 P_{CuN} : Nennkupferverluste

ergeben sich bei guter Auslegung des Umspanners für die genannten Anforderungen Werte von <0,2. Mit dem Lastfaktor

$$a = \frac{I}{I_{rT}}$$

I : Laststrom des Windparks,
 I_{rT} : Bemessungsstrom des Umspanners

kann die Verlustleistung nach

$$P_{VT} = P_{FeN} + P_{CuN} \cdot a^2$$

P_{VT} : Verlustleistung des Umspanners

ermittelt werden. Für den Wirkungsgrad des Umspanners folgt somit der Ausdruck:

$$h = \frac{a \cdot S_{rT} \cdot \cos j_v}{a \cdot S_{rT} \cdot \cos j_v + P_{FeN} + P_{CuN} \cdot a^2}$$

S_{rT} : Umspanner-Bemessungsleistung, $\cos \varphi_V$: Leistungsfaktor am Punkt V

Die Jahresarbeitsverluste sind die Summen der windgeschwindigkeitsspezifischen Energieverlustanteile, abhängig von der Häufigkeitsverteilung, die wiederum zu den Jahresverlustkosten beitragen. Windparkbetreiber werden die Verluste mit der Einspeisevergütung bewerten.

Der Lastfaktor steigt nach Abb. 5 erheblich mit zunehmender Windgeschwindigkeit und mit sinkendem Leistungsfaktor. Verluststeigernde Blindleistungsübertragung mit wachsender Windparkleistung und ein im Vollastbereich proportional steigender Parkwirkungsgrad sind hierbei von erheblichen Einfluß. Eine Höchstlast bis 120% der Trafobemessungsleistung bei gutem $\cos \varphi_V = 0,9$ und voller Ausnutzung der Trafoanschlußleistung ist ein möglicher Betriebsfall.

Die beiden folgenden Abb. 6 und 7 verdeutlichen den Einfluß der Trafonenndaten auf den Trafowirkungsgrad. Nach VDE 0532 sind die Verlustangaben vom Hersteller zu garantieren. Für einen überwiegenden Einsatz im Teillastbereich, wie es z.B. bei Windkraftanlagen (s. Abb. 1) gegeben ist, sollten die Eisenverluste möglichst gering sein, um einen guten Jahreswirkungsgrad zu erreichen. Den Berechnungen lagen Angaben für ein Verlustverhältnis von 0,13 zugrunde. Dieses entspricht einem Wert für eine optimale Trafoauswahl.

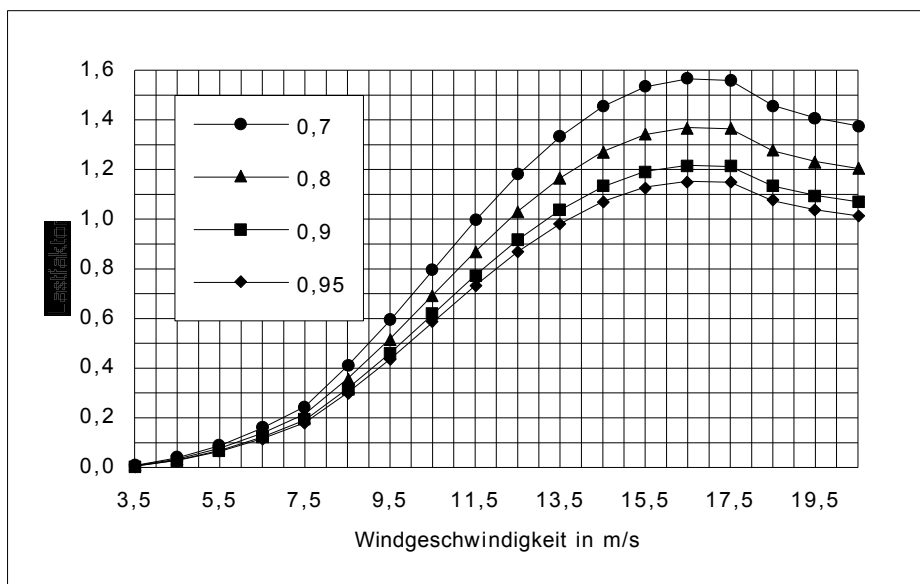


Abb. 5: Einfluß des Leistungsfaktors und der unterschiedlichen Betriebsbereiche eines Windparks auf den Lastfaktor

Fig. 5: Influence of capacity factor on the load factor of a wind farm

Die erst im Vollastbereich relevanten Kupferverluste sind ebenfalls möglichst niedrig zu halten, da hier - bei selten auftretenden Windgeschwindigkeiten aber sehr hohen Lastfaktoren - nennenswerte Energieverlustanteile des Umspanners zustande kommen. Zu beachten sind hier die unterschiedlichen Skalierungen der Diagramme in Abbildung 6 und 7.

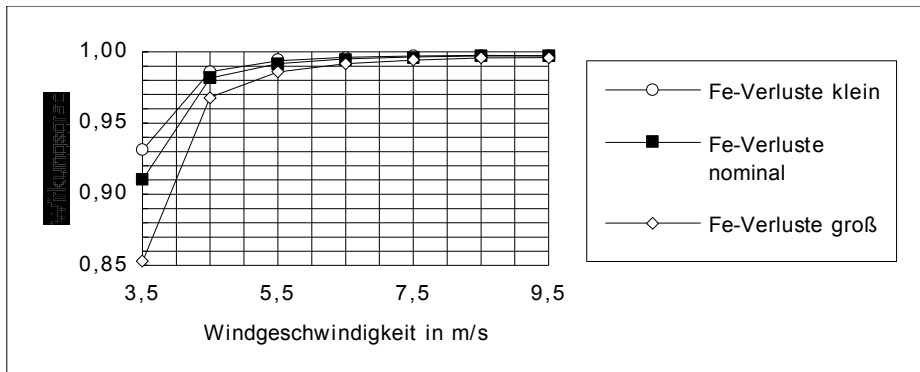


Abb. 6: *Einfluß unterschiedlicher Trafo-Nenneisenverluste auf den Wirkungsgrad*
 Fig. 6: *Influence of transformer iron losses on efficiency*

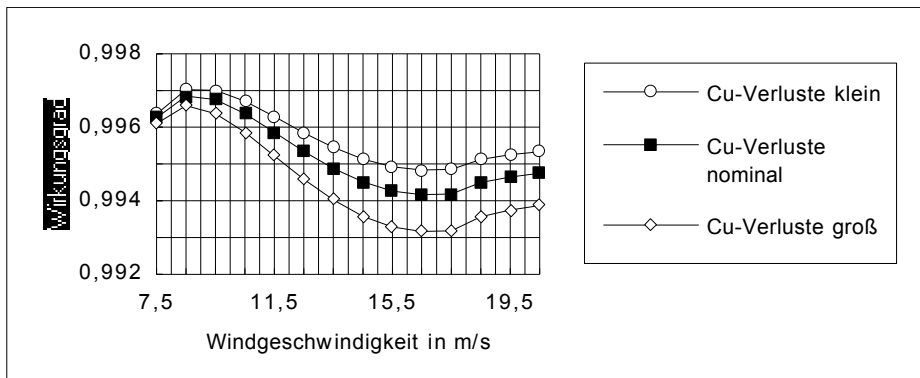


Abb. 7: *Einfluß unterschiedlicher Trafo-Nennkupferverluste auf den Wirkungsgrad*
 Fig. 7: *Influence of transformer copper losses on efficiency*

Der Einfluß des Leistungsfaktors auf den Wirkungsgrad bei sehr guten Trafonenndaten für die Verlustangaben ist erheblich, da die Verluste nur vom Strom, die Leistungsabgabe dagegen vom Produkt *Strom · Leistungsfaktor* abhängt. Bei gleicher Umspanner-Bemessungsleistung, die eine Scheinleistung ist, aber anderen Werten des Leistungsfaktors, erscheinen daher die Jahresarbeitsverluste im Verhältnis $1/\cos\phi_V$ erhöht (s. Abb. 8). Eine Erhöhung der Trafonenndaten für die Verlustangaben bewirkt, wie erwartet, ein Ansteigen der Jahresarbeitsverluste.

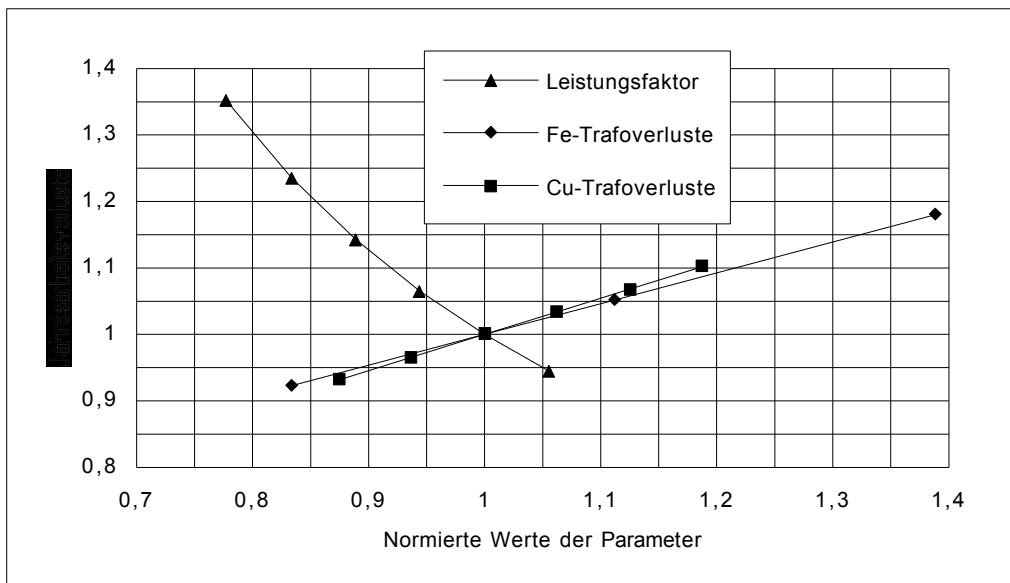


Abb. 8: *Einfluß der Trafo-Nennverlustdaten und des Leistungsfaktors auf die Jahresarbeitsverluste*
 Fig. 8: *Influence of transformer losses and capacity factor on annual energy losses*

Ein Vergleich mit einer vereinfachten - bisher üblichen - Energieverlustermittlung aus dem Produkt *Trafonennverluste · Vollaststunden* wurde ebenfalls durchgeführt. Dabei hat das vereinfachte Verfahren, bezogen auf die windparkbetriebsabhängigen Verlustberechnungen, eine Fehleinschätzung von -20% ergeben! Damit werden die Verlustkosten massiv unterschätzt. Es wird deutlich, daß eine genauere Betrachtungsweise für die Energieverlustermittlung bei großen Windparks, wo nennenswerte Verlustkosten auftreten, sinnvoll für eine Detailplanung erscheint.

Auftretende Umspannerenergieverluste, bewertet mit der Einspeisevergütung, könnten unter ungünstigen Voraussetzungen bei z.B. 40 MVA-Umspannern mit der entsprechenden Windparkanschlußleistung bis zu jährlichen sechsstelligen Verlustkosten beitragen.

6. Literatur

- [1] VDEW e.V.: Grundsätze zur Beurteilung von Netzurückwirkungen. Frankfurt/Main: VDEW 1992
 - [2] Hardell, A.: Richtwerte für die Qualität der Elektrizitätsversorgung - Anmerkungen zur EMV elektrischer Versorgungsnetze. Elektrizitätswirtschaft 13/1992
 - [3] VDEW e.V.: Netzverluste. Eine Richtlinie für ihre Bewertung und ihre Verminderung. Frankfurt/Main: VDEW 1992.
 - [4] Herzig, U.; Santjer, F.: Richtlinie zur Bewertung der elektrischen Eigenschaften hinsichtlich der Netzanbindung. DEWI-Magazin Nr. 3. 1993
 - [5] Pahlke, T.; de Witt, U.: Modellierung des Abströmverhaltens von Windenergiekonvertern und experimentelle Überprüfung an einem Windpark. Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, FB 8, Oldenburg: 1990
 - [6] Jensen, N.O.: A Note on Wind Generator Interaction. Technical Report M-2411, Roskilde (DK): Risø National Laboratory, 1983
-