

Synchronisation von netzgekoppelten Windenergieanlagen in einem Windpark

Synchronism of grid connected wind energy converters in a wind farm

Stampa, Andreas, Inst. f. Energieversorgung Universität Hannover; Santjer, Fritz, DEWI

Summery

Observations show, that wind turbines with direct grid connected induction generators in wind farms could fall into synchronism with their rotor azimuth position. The rotor blades of several turbines pass the tower at the same time. The tower shadow effect induce at synchronism high amplitudes of voltage fluctuations. The mechanism of synchronism is explained by investigating the cause of voltage fluctuation and the effect on the generator. Voltage fluctuation due to synchronism can be avoided by varying electrical parameters of the wind farm grid. Measurements of voltage and rotational speed of a wind turbine, which is falling in synchronism with others, are shown.

1. Einleitung

Netzrückwirkungen durch den Betrieb von Windenergieanlagen (WEA) werden zunehmend als Kriterium für deren Bewertung angesehen. Bei direkt netzgekoppelten Anlagen wirken sich vor allem periodische Leistungsschwankungen durch den Turmschatten- bzw. den Turmstauereffekt aus, die zu Spannungsschwankungen und damit zu Flicker führen und die eine erhöhte Belastung der elektrischen Betriebsmittel verursachen. In der Ausgabe 5 des DEWI Magazins [1] wurde über die Beobachtung berichtet, daß einige oder sogar alle WEA in einem Windpark synchron laufen und in diesem Zustand verharren. Unter Synchronlauf ist zu verstehen, daß sich die Flügel verschiedener Anlagen gleichzeitig am Turm vorbeibewegen. Bei Synchronlauf überlagern sich die Schwankungen der einzelnen Anlagen zu einer maximalen Spannungsschwankung im gemeinsamen Netzeinspeisepunkt. Die Beobachtung der Synchronisation zeigt eindeutig, daß es sich bei dem Synchronlauf mehrerer WEA in einem Windpark nicht um einen zufälligen Zustand handelt, sondern daß es einen Synchronisationsmechanismus gibt. Dieser Mechanismus ist nicht offensichtlich, da bei direkt netzgekoppelten Asynchrongeneratoren kein Zusammenhang zwischen dem mechanischen Drehwinkel des Rotors und den elektrischen Größen des Generators besteht. Es läßt sich aber zeigen, daß die Spannungsschwankungen, die durch die WEA im Windpark verursacht werden, am Netzeinspeisepunkt auf die einzelnen Generatoren zurückwirken, so daß diese in den Synchronismus getrieben werden [2].

2. Ursache der Spannungsschwankung

In Abb. 1 ist das einpolige elektrische Ersatzschaltbild eines Windparks mit zwei WEA zu sehen. Die Asynchronmaschinen lassen sich als schlupfabhängige Impedanzen Z_{G1} und Z_{G2} darstellen, deren Betrag bei negativem Schlupf, also im Generatorbetrieb, negativ wird. Das elektrische Netz wird als konstante Wechselspannungsquelle U_{Netz} mit der Netzimpedanz Z_N beschrieben.

Spannungsschwankungen am Netzeinspeisepunkt U_s sind nur möglich, wenn sich die

Abb. 2: Sammelleitungsspannung in Abhängigkeit vom Schlupf s_1 und s_2 der Generatoren der Windenergieanlagen WEA 1 und WEA

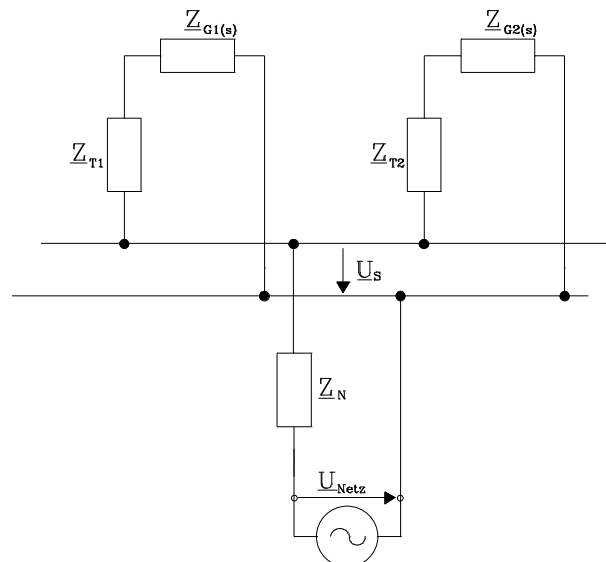
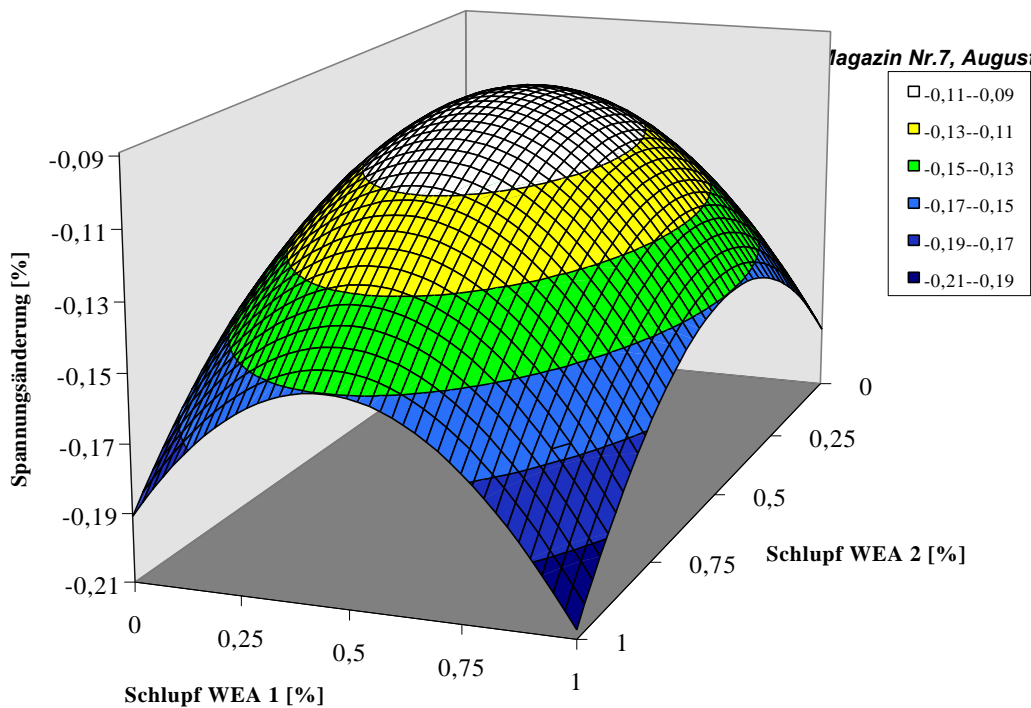


Abb. 1: Einpoliges Ersatzschaltbild eines Windparks bestehend aus zwei Windenergieanlagen

Fig. 1: Substitute circuit diagram of a wind farm containing two wind energy converters



2
 Fig. 2: Collective circuit voltage dependent on slip s_1 and s_2 of the generators of the wind energy converters WEC 1 and WEC 2

Generatorimpedanzen zeitlich verändern, also der Schlupf bzw. die Drehzahl der Generatoren schwankt. Da Generator und Rotor starr miteinander gekoppelt sind, muß auch die Drehzahl des Rotors schwanken. Die Ursache für die Spannungsschwankung am Netzeinspeisepunkt ergibt sich also aus dem Zusammenwirken der Drehzahlschwankung der Rotoren im gesamten Windpark. Die Drehzahlschwankungen wiederum werden unter anderem durch den Windstau hervorgerufen, der sich vor den Türmen bildet. Durchquert ein Flügel den Windstaubereich, so wird der Rotor gebremst. Nach Verlassen des Windstaubereichs wird der Rotor wieder auf die stationäre Drehzahl beschleunigt.

Durch Berechnung ergibt sich, daß abhängig von der Parameterkombination des elektrischen Netzwerkes und abhängig vom Betriebspunkt die Spannung am Netzeinspeisepunkt U_s mit steigender Drehzahl steigt oder sinkt. In Abb. 2 ist die berechnete Funktion U_s über dem Schlupf s_1 des Generators 1 und dem Schlupf s_2 des zweiten Generators aufgetragen, wobei hier ein positiver Schlupf den generatorischen Betrieb des Generators kennzeichnet. Befindet sich der stationäre Betriebspunkt im Bereich s größer als 0,5 %, so wird die Spannung U_s mit steigender Drehzahl kleiner.

Wenn es gelingt, die Parameter des Netzwerkes so abzustimmen, daß sich der Betriebspunkt der WEA auf dem Maximum des Funktionsverlaufs befindet, führt eine Drehzahländerung zu minimalen Spannungsänderungen.

3. Messung der Drehzahl-schwankung

Der Rotor einer 500 kW WEA hat eine Masse von 6 Tonnen und einen Durchmesser von 40 Metern. Es ist schwer sich vorzustellen, daß ein sich drehendes Rad dieser Maße nicht zu träge ist, um die Drehzahl periodisch zu ändern. Abb. 3 zeigt eine Messung der Drehzahl an einer 500 kW WEA. Die Messung mit einem für diesen Zweck entworfenen hochpräzisen digitalen Drehzahlmesser ergibt periodische Drehzahl-schwankungen von durchschnittlich 0,2 % Spitze-Spitze bezogen auf die mittlere Drehzahl. Die senkrechten Markierungen stellen den Zeitpunkt dar, in dem sich ein Flügel des Rotors am Turm vorbeibewegt.

Die Periodendauer der Schwankung entspricht bei dieser drei-flügeligen WEA einem Drittel der Umdrehungszeit des Rotors. Im Diagramm zusätzlich dargestellt ist der Verlauf des Effektivwertes der Generatorspannung, ebenfalls von der dreifachen Rotorfrequenz geprägt.

Durch den Vergleich von Messungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten ergibt sich, daß die Spitzen der Spannungsschwankung nicht immer zu den Zeitpunkten der Blattdurchgangsmarkierungen auftreten. Dies bestätigt die theoretische Überlegung, daß die Spannungsschwankung am Generator nicht nur Folge des Windstaus an dieser WEA ist, sondern sich aus der Überlagerung der Windstau-effekte sämtlicher Anlagen im Windpark ergibt.

4. Drehmoment des Asynchrongenerators

Das Drehmoment des Asynchrongenerators M_G läßt sich anhand der Drehzahl-Drehmoment-Kennlinie wie in Abb. 4 darstellen. Der Kennlinienverlauf macht deutlich, daß bereits geringe Drehzahländerungen in

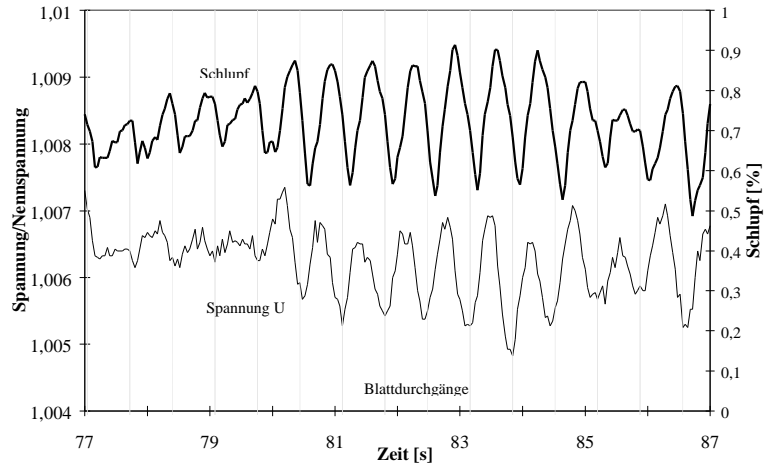


Abb. 3: Schlupf- und Spannungsverlauf einer 500 kW Windenergieanlage

Fig. 3: Slip and voltage fluctuation of a 500 kW wind energy converter

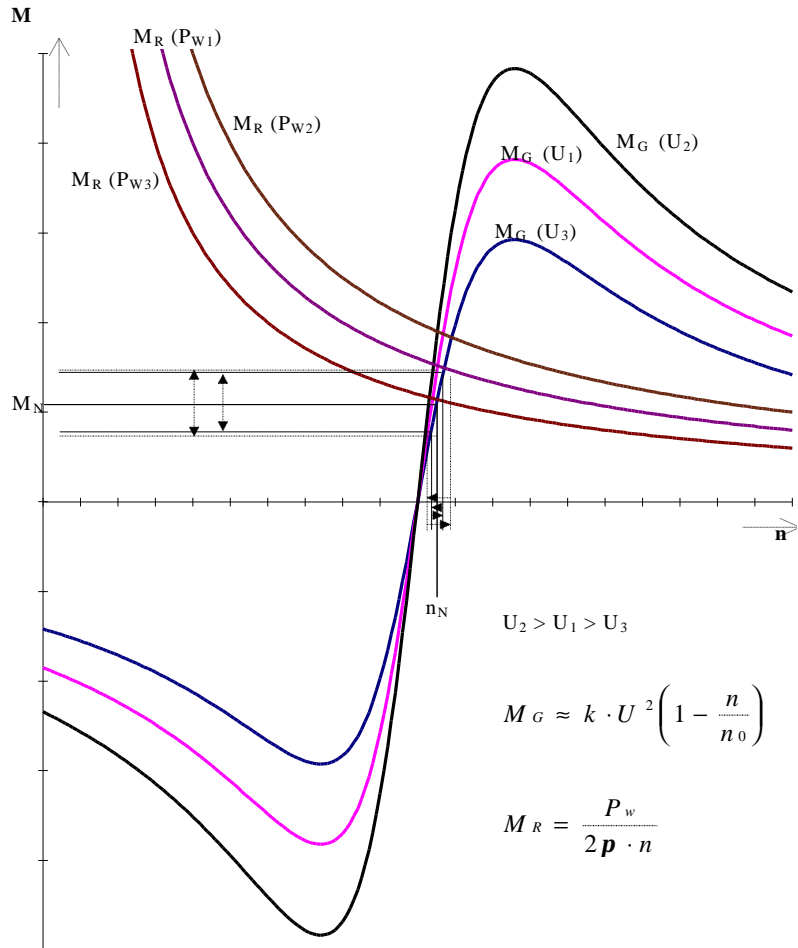


Abb. 4: Drehzahl-Drehmoment-Kennlinien von Rotor und Generator für unterschiedliche Windleistungen und Spannungen

Fig. 4: Torque dependent on rotational speed of rotor and generator for different wind power and voltage

der erwähnten Größenordnung von 0,2 % große Drehmomentänderungen zur Folge haben. Die Spannung geht quadratisch in die Drehmomentcharakteristik ein, dargestellt durch die drei Kennlinien in Abhängigkeit der Spannungen mit $U_2 > U_1 > U_3$. Diese Abhängigkeiten gelten streng genommen nur für den stationären Betrieb, können aber wegen der geringen Änderungsfrequenz der Spannung von etwa 1,5 Hz zur Vereinfachung benutzt werden.

Das Generatormoment wirkt dem Antriebsmoment des Rotors M_R entgegen, das sich aus der Windleistung P_W ergibt. Im stationären Betrieb, also bei konstanter Spannung und konstanter Windleistung, ergibt sich durch den Schnittpunkt der Kennlinien ein stabiler Betriebspunkt. Ändert sich die Windleistung durch den Windstau effekt, so ändert sich das Antriebsmoment des Rotors, dargestellt durch die Schar von Kennlinien mit $P_{W2} > P_{W1} > P_{W3}$. Die Differenz der Momente zu jedem Zeitpunkt ergibt das Beschleunigungsmoment und führt zu einer Drehzahländerung in Richtung des Schnittpunktes.

Eine Spannungsänderung am Netzeinspeisepunkt führt zu einer Spannungsänderung an den Klemmen des Generators. Das Generatormoment ist quadratisch von der Spannung abhängig und es ergibt sich durch die Momentendifferenz wieder eine Drehzahländerung in Richtung des Schnittpunktes. Die Vorgänge an jeder Anlage sind also durch das Zusammenspiel der Drehzahl- und Spannungsänderungen am Generator geprägt, die mit der Schwankung des Antriebsmomentes überlagert werden.

5. Synchronisation

Das Verhalten von zwei WEA, die auf einen gemeinsamen Netzeinspeisepunkt geschaltet sind, lässt sich wie folgt beschreiben. Eine Spannungsschwankung U_{G1} an den Klemmen des Generators der WEA 1 verursacht eine Schwankung des Generatormoments M_{G1} , die sich mit der durch den Windstau an seinem Rotor verursachten Drehmomentschwankung M_{R1} überlagert. Durch das daraus resultierende Beschleunigungsmoment M_{B1} , das um den Mittelwert Null schwankt, wird eine Drehzahlschwankung n_1 erzeugt. Diese Drehzahlschwankung ist wiederum Ursache für die Spannungsschwankung an den Klemmen des Generators.

Der Windstau effekt einer zweiten WEA, die um den Winkel φ voreilt, verursacht entsprechend den Vorgängen an der WEA 1 eine Drehzahlschwankung n_2 des Rotors 2. Diese Drehzahländerung erzeugt eine Spannungsschwankung U_{G2} .

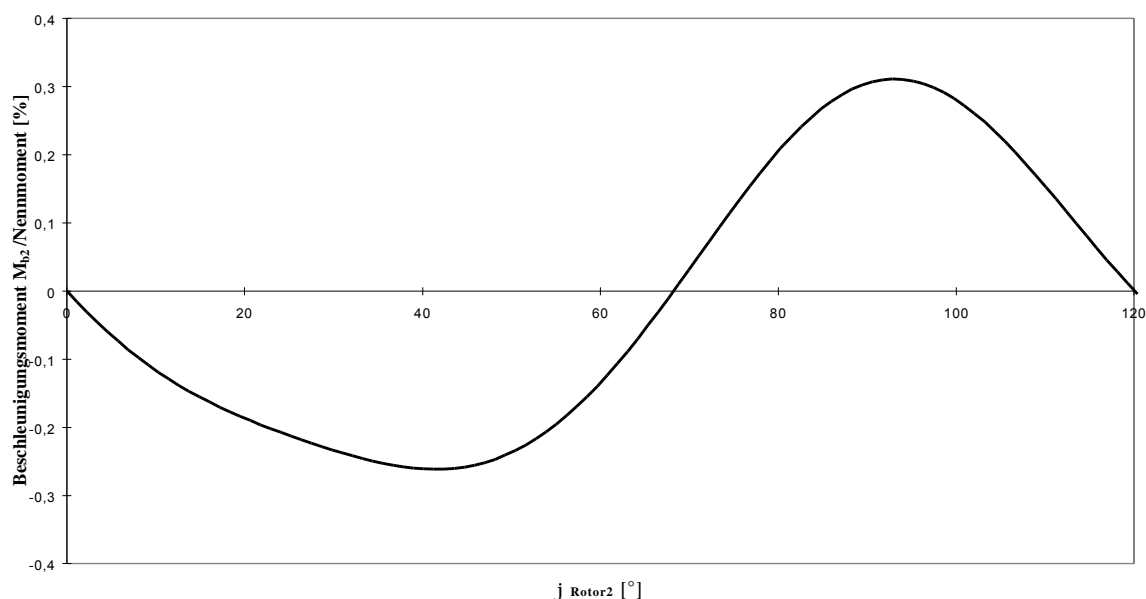


Abb. 5: Rotor-Beschleunigungsmoment in Abhängigkeit des Voreilwinkels
 Fig. 5: Rotor acceleration torque dependent on rotor angle hurry on ahead

Am Netzeinspeisepunkt überlagern sich die Spannungsschwankungen zur resultierenden Schwankung der Sammelleitungsspannung U_s , die um $\varphi/2$ voreilt. Durch die quadratische Abhängigkeit der Generatormomente beeinflusst die Amplitude der Spannungsschwankung den Mittelwert der Beschleunigungsmomente. Der Winkel φ , um den die Rotoren von der Spannungsschwankung abweichen, verursacht für beide Rotoren unterschiedliche Beschleunigungsmomente. Es resultieren daraus für beide Rotoren Beschleunigungsmomente, deren Mittelwerte nicht mehr Null sind und die die Rotoren so beschleunigen oder abbremsen, daß der Voreilwinkel φ Null oder 120° wird.

In Abb. 5 ist das Beschleunigungsmoment M_{B2} über den Voreilwinkel φ_2 , um den der Rotor 2 dem Rotor 1 vorausläuft, aufgetragen. Beim Winkel Null ist das Beschleunigungsmoment für Rotor 2 gleich Null, für jeden Winkel größer als Null bis 70° wird der Rotor 2 gebremst. Für Winkel größer als 70° wird der Rotor auf den Synchronpunkt beschleunigt. Wenn also Rotor 2 durch eine Windböe aus dem Synchronpunkt getrieben wird, so beschleunigt der Rotor durch das synchronisierende Beschleunigungsmoment wieder in den Synchronpunkt zurück.

6. Messung eines Synchronisationsvorgangs

In Abb. 6 sind zwei Diagramme mit zwei Messungen von jeweils Drehzahl und Spannung dargestellt, die an zwei 500 kW WEA in einem Windpark mit 9 Anlagen zeitgleich durchgeführt wurden.

Alle Anlagen im Windpark liefen zuerst synchron. Anlage 1 wurde abgeschaltet, so daß sie nach kurzer Zeit nicht mehr mit den anderen synchron lief. Nach dem Wiedereinschalten wurde die Messung begonnen. Anlage 2 lief während der gesamten Messung synchron mit 7 anderen Anlagen im Windpark. Anlage 1 befand sich nicht im Synchronpunkt, ersichtlich aus den Windstaumarkierungen am unteren Rand, die sich bei Anlage 2 zu anderen Zeitpunkten befinden als bei Anlage 1.

Die Spannungs- und Drehzahlschwankungen an Anlage 1 enthalten neben der dreifachen Rotorfrequenz auch Schwankungen höherer Frequenz, die sich aus der Überlagerung der verschiedenen Frequenzen ergeben. Dies ist bei Anlage 2, die synchron lief, kaum der Fall.

Markant ist die Schwebung im Drehzahlverlauf von Anlage 2. Eine Schwebung tritt allgemein nur dann auf, wenn sich Schwingungen geringfügig unterschiedlicher Frequenzen überlagern. In diesem Fall bedeutet es, daß sich Drehzahl- und Spannungsschwankung kurzzeitig etwas unterscheiden und durch das daraus resultierende Beschleunigungsmoment wieder synchronisiert werden.

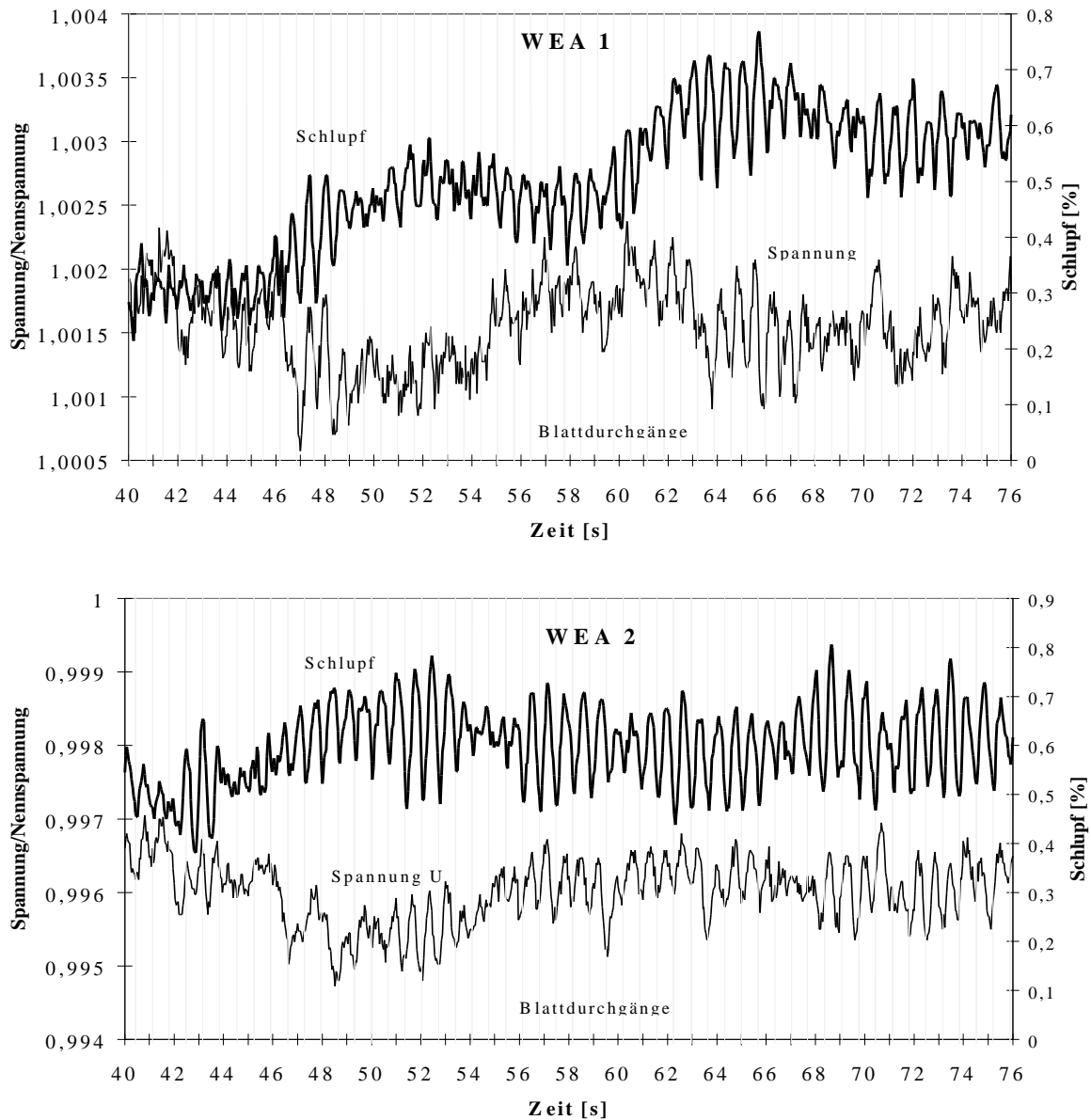


Abb. 6: Spannungs- und Drehzahlverlauf von zwei WEA im Windpark. WEA 2 läuft synchron mit 7 anderen Anlagen. WEA 1 läuft nicht synchron.

Fig. 6: Rotational speed and voltage fluctuation of not synchronized wind energy converters

Den synchronen Lauf beider WEA mit den anderen Anlagen des Windparks wenige Minuten später zeigt Abb 7. Die Windstau markierungen befinden sich an den gleichen Zeitpunkten. Drehzahl- und Spannungsverlauf bei beiden Anlagen sind von der dreifachen Rotorfrequenz geprägt. Der gesamte Windpark läuft wieder synchron.

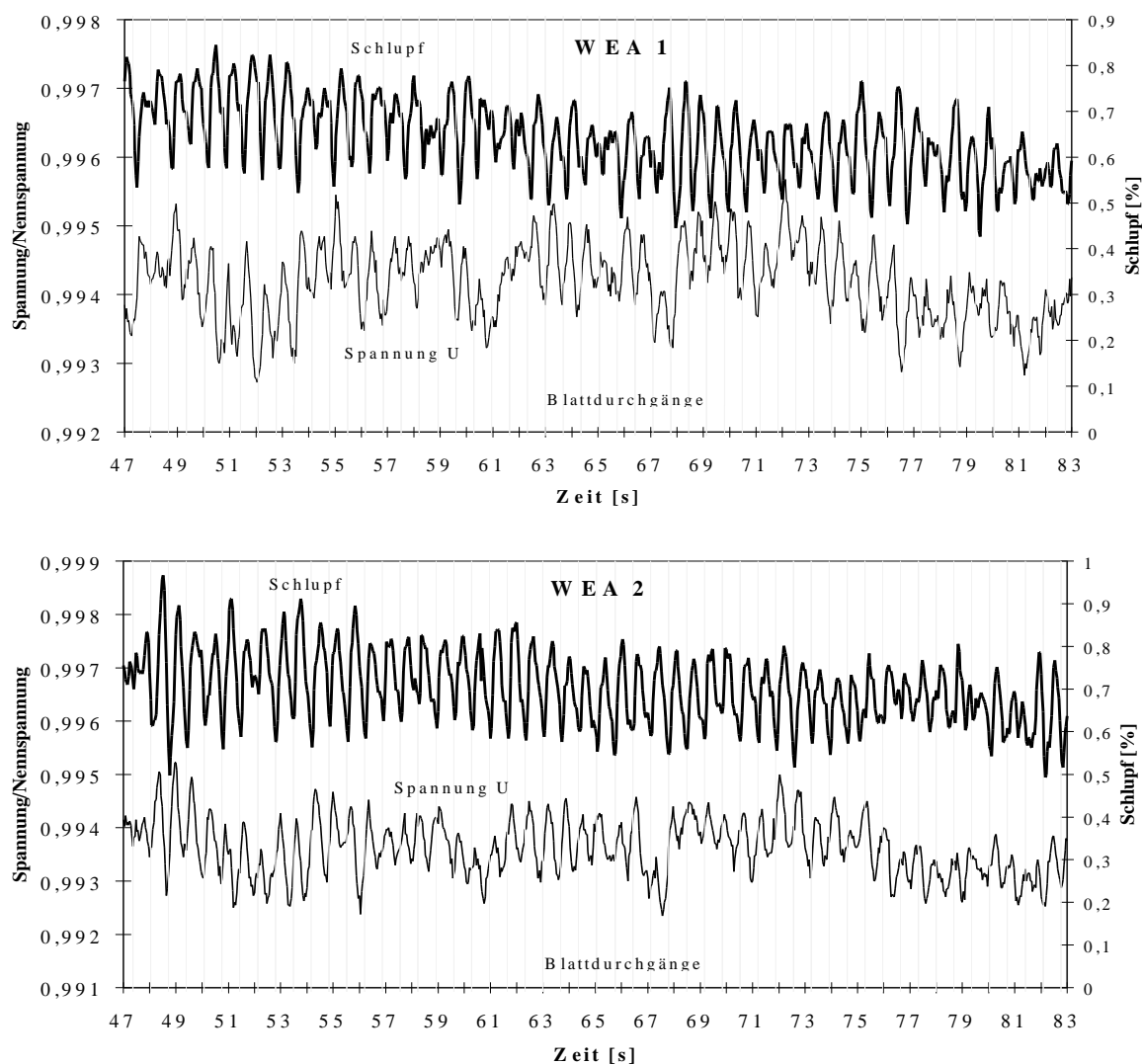


Abb. 7: Drehzahl- und Spannungsverlauf bei synchronlaufenden Anlagen
 Fig. 7: Rotational speed and voltage fluctuation of synchronized wind energy converters.

7. Schlußbetrachtung

Die Messungen und die theoretischen Betrachtungen zeigen, daß sich das Verhalten eines Windparks nicht allein aus den Einzelanlagen bestimmen läßt. Der Vorgang der Synchronisation in einem Windpark ist nur erklärbar, wenn jede Einzelanlage als Bestandteil des Gesamtsystems aller WEA des Windparks und als Element des Versorgungsnetzes betrachtet wird. Beeinflußt wird die Synchronisation durch das Zusammenwirken der Netzparameter am Übergabepunkt, sämtlicher Impedanzen der Strompfade sowie der Maschinenparameter und der Betriebspunkte der Generatoren. Die Berechnung zeigt, daß nur bei einer bestimmten Kombination der Parameter sich der beschriebene Synchronisierereffekt einstellt. Andererseits gibt sie auch Auskunft, wie ein solcher Effekt zu vermeiden ist. Die Veränderung dieser Parameter wie auch die Änderung von Nenndrehzahlen oder der Einbau von dynamischen Kompensationseinrichtungen sind nur einige, möglicherweise erfolgreiche Wege.

8. Literaturliste

- [1] Santjer, Fritz; Gerdes, Gerhard: Netzurückwirkungen von Windkraftanlagen; DEWI Magazin Nr. 5, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, Oktober 1994.
- [2] Stampa, Andreas: Wechselwirkung zwischen netzgekoppelten elektrischen Windkonverter; Diplomarbeit am Institut für elektrische Energieversorgung, Universität Hannover, Juni 1995.