

## Technische und betriebliche Aspekte für den Netzanschluss von Windenergieanlagen

### Technical and Operational Aspects of the Grid Connection of Wind Turbines

M. Luther, E.ON Netz GmbH, Bayreuth  
Fritz Santjer, Thomas Neumann, DEWI

#### Übersicht

Mit Blick auf die aktuelle Situation und die insbesondere nach Inkrafttreten des "Erneuerbare Energien Gesetz" (EEG) steigende Tendenz der Einspeisung aus Windenergieanlagen (WEA), ergeben sich neue Anforderungen an die Verbundnetzführung und zukünftige Netzkonzepte. Auf Basis aktueller Beispiele aus der Systemführung werden unter Berücksichtigung planerischer Aspekte technische Regeln für den Netzzugang von Windenergieanlagen abgeleitet. Diese Regeln müssen sowohl den Anforderungen der Netzbetreiber als auch denen der Hersteller und Betreiber von WEA Rechnung tragen.

#### Summary

*With a view to the current situation where in particular the introduction of the new "Renewable Energies Law" in Germany has caused a rising tendency to supply energy generated from wind power into the electricity grid, new demands are made on the management of interconnected systems and future system concepts. Based on current examples of system management, technical regulations for the grid connection of wind turbine generators, considering also aspects of planning, are being developed. These regulations have to take into account the requirements of the Utilities as well as of manufacturers and operators of wind turbines.*

#### 1. Einspeisungen aus Windenergieanlagen innerhalb der Regelzone von E.ON Netz

Innerhalb der Regelzone von E.ON Netz ist derzeit eine Einspeiseleistung aus Windenergieanlagen (WEA) von ca. 3500 MW installiert. Der Grossteil der Anlagen entfällt dabei auf Anschlüsse an das Mittelspannungsnetz in den küstennahen Bereichen des Nord- und Ostseeraumes, d.h. im Bereich der EWE AG und der Schleswig AG. Durch die spezifische Leistungserhöhung der heute verfügbaren Anlagen und die Bildung von Betreibergemeinschaften ergibt sich in zunehmendem Maße die Notwendigkeit des Anschlusses von Großwindparks an das Hoch- und Höchstspannungsnetz.

Aus heutiger Sicht ist bis zum Jahre 2005 im nördlichen E.ON Netz Bereich mit einer installierten Onshore Leistung von ca. 5000 MW zu rechnen. Grundlage hierfür sind die im Rahmen der Landesraumplanungen ausgewiesenen Vorrangflächen für WEA. Darüber hinaus liegen bei E.ON Netz derzeit Anfragen von Offshore-Projekten in etwa der gleichen Grössenordnung vor. Welche der Projekte letztendlich realisiert werden ist zur Zeit ebenso unklar wie die Auswirkungen des "repowering" - d.h. der Ersatz von bestehenden Anlagen durch leistungstärkere Einheiten im Onshore-Bereich. Für die künftige Netzentwicklung bestehen hierdurch relativ unscharfe Randbedingungen bezüglich der Planungssicherheit.

##### 1.1 Anforderungen an die Betriebsführung und das Engpassmanagement

Bei der Einspeisung aus WEA handelt es sich um eine stochastische Erzeugung, die aufgrund der meteorologischen Einflüsse nur sehr eingeschränkt vorhersehbar ist. Als wesentlicher Unsicherheitsfaktor zeigt sich hierbei die Genauigkeit der zeitlichen Entwicklung der Wetterlage. Abb. 1 zeigt hierzu als Beispiel die Windenergieeinspeisung im Gebiet des nördlichen E.ON Netzes während der ersten Woche im Februar 2000.

Die Situation im nördlichen E.ON Netz erfordert erweiterte Anforderungen an die Betriebsführung hinsichtlich der Bereitstellung von Regelleistung und des operativen Engpassmanagements. Die Betriebsführung basiert dabei auf einem Windprognosesystem unter Verwendung der Wettervorhersage des Deutschen Wetterdienstes. Darüber hinaus steht eine auf online-Messungen basierende Istwerterfassung der Windeinspeisung zur Verfügung. Die hierfür notwendigen Konzepte wurden gemeinsam mit ISET in Kassel erarbeitet. Die verwendeten Algorithmen werden kontinuierlich weiterentwickelt und den Erfordernissen angepasst.

Die derzeit während Starkwindphasen ermittelte Einspeisung aus WEA liegt im Bereich von 2500 MW

mit zeitlichen Änderungen von bis zu 500 MW innerhalb von 15 Minuten. Abb. 2 zeigt ein Beispiel für die Windenergieeinspeisung im nördlichen E.ON-Netz am 03.12.1999 mit einem maximalen Lastsprung von 400 MW innerhalb von 15 Minuten. Die für diese Änderungen notwendige Regelleistung überschreitet die in der Regelzone verfügbare Leistung und muss daher extern bereitgestellt werden. E.ON Netz bemüht sich hierzu momentan um Lösungen zum Belastungsausgleich unter den deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Sinne des EEG.

Die aktuelle Windeinspeisung mit steigender Tendenz erfordert ein komplexes Engpassmanagement zur Gewährleistung der Netzsicherheit und einer diskriminierungsfreien Vermarktung des Netzes, vgl. Abb. 3. Das Engpassmanagement erfolgt durch Schaltzustandsänderungen und zunehmend durch Re-

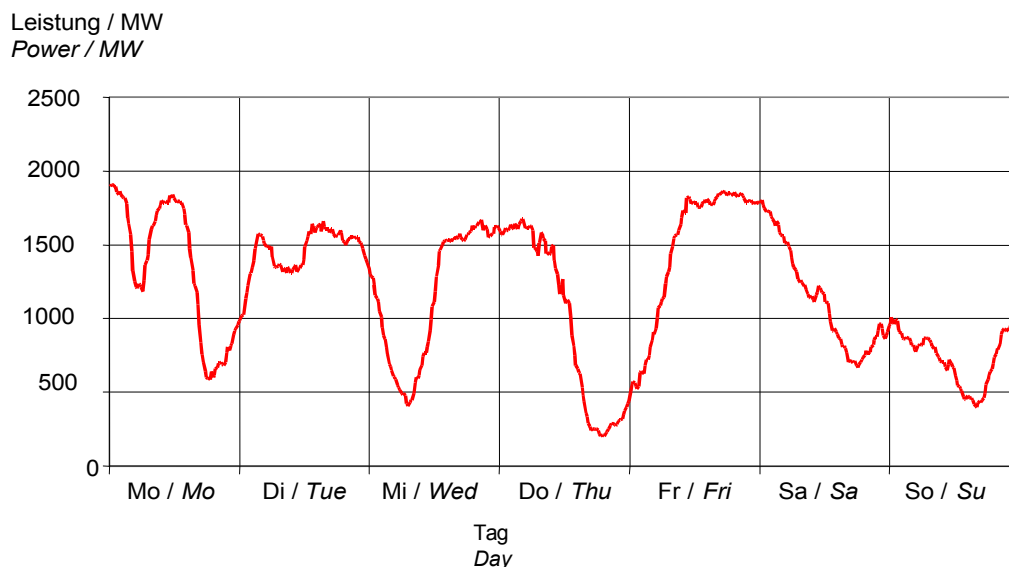


Abb. 1: Windenergieeinspeisung im nördlichen E.ON-Netz vom 31. Jan. bis 06. Febr. 2000  
Fig. 1: Wind energy production in the northern part of the E.ON-grid during the period Jan. 31<sup>st</sup> until Feb. 06<sup>th</sup>, 2000.

dispatching, d.h. durch Reduzierung oder Verlagerung der Einspeisung aus Grosskraftwerken beim Erreichen von Grenzwerten infolge plötzlich zunehmender Windeinspeisung. Dabei zeigt sich die Notwendigkeit eines Übergangs einer tageweisen Engpassprognose auf untertägige Zyklen, um dem stochastischen Phänomen der Windeinspeisung Rechnung zu tragen. Dies erfordert wiederum eine reibungslose und zeitnahe Datenbereitstellung zwischen den beteiligten Netzbetreibern. E.ON Netz hat hierzu mit TenneT (NL) einen gemeinsamen Testbetrieb zwischen den beteiligten ÜNB für die an der deutsch-niederländischen Grenze laufende Auktion der Übertragungskapazität initiiert.

Leistung / Power, MW

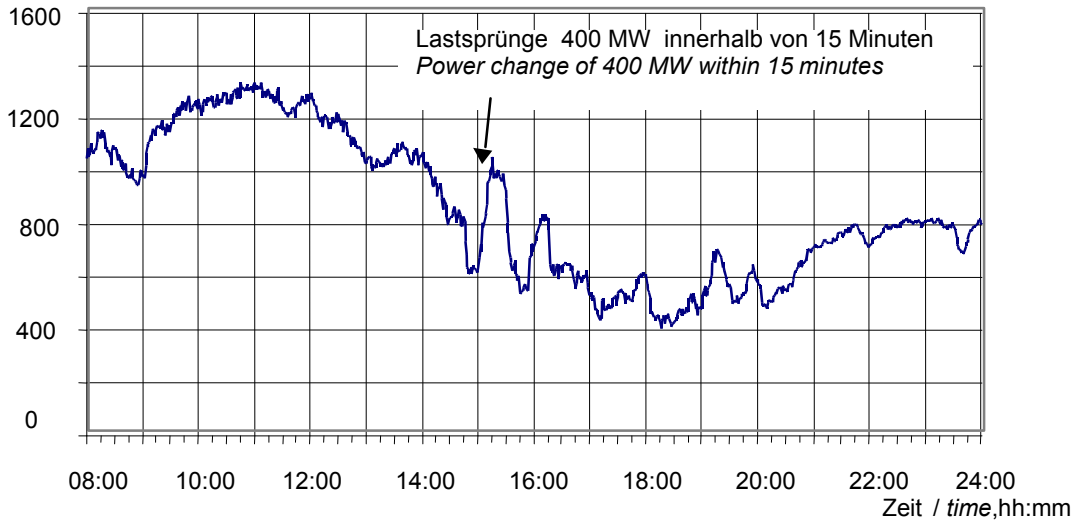


Abb. 2: Windenergieeinspeisung am 03.12.1999  
Fig. 2: Wind energy production on 03.12.1999

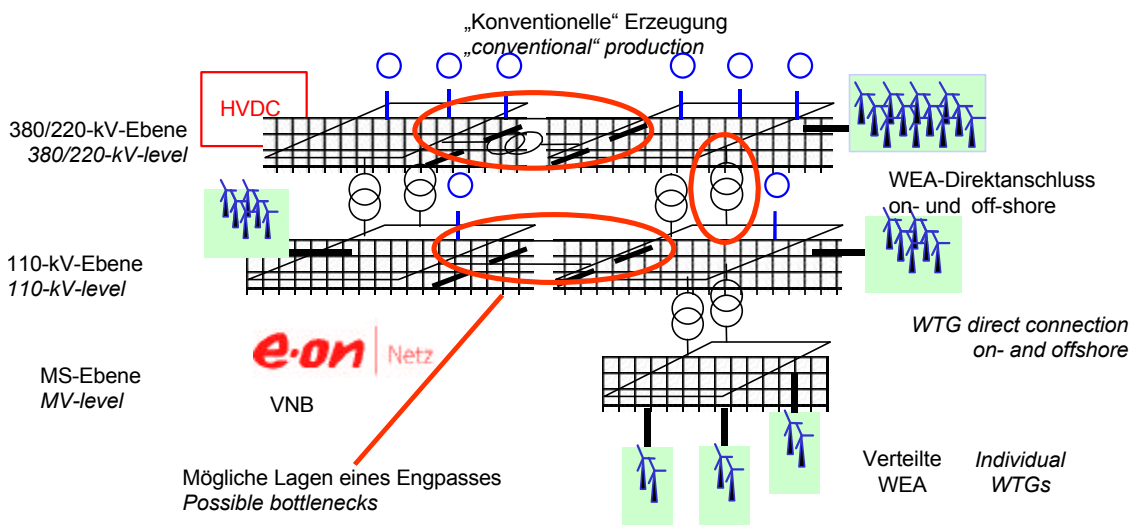


Abb. 3: Koordiniertes Engpassmanagement durch Redispatching bei hoher WEA-Einspeisung  
Fig. 3: Co-ordinated bottleneck management by redispatching at times of high WTG production

## 2. Technische Grenzen der Windeinspeisung und Anforderungen an den Netzanschluss

Die im EEG festgeschriebene vorrangige Aufnahme der Energie aus regenerativen Erzeugungseinheiten führt bei den o.a. Zuwachsraten zu technischen Grenzen, die sowohl regional als auch hinsichtlich der betrachteten Spannungsebene auf unterschiedliche netztechnische Kriterien zurückzuführen sind. Dies sind im einzelnen

- Thermische Überlastung
- Blindleistungsregelung und Spannungsstabilität
- Frequenzstabilität.

Thermische Überlastungen treten auf, wenn der Abtransport der Einspeisung aus WEA die regional

verfügbare Übertragungskapazität des Netzes überschreitet. Beispielhaft sind hier die Netze in den küstennahen Regionen betroffen, vgl. Abb. 4. Die dezentral in das Mittelspannungsnetz einspeisenden WEA überschreiten um ein vielfaches die regionale Last, sodaß es durch Rückspeisung zu Grenzwertverletzungen im 110-kV-Netz kommt. Die in zunehmenden Maße an diese Netzebene angeschlossenen WEA verstärken diesen Effekt, sodass Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich werden, die allerdings mit Blick auf die Genehmigungslage immer schwieriger zu realisieren sind und dem Anschluss von WEA meist mit Zeitverzug folgen. Als temporäre Maßnahme kann die Einrichtung eines Erzeugungsmanagements Abhilfe schaffen, deren Umsetzung allerdings an juristische Grenzen stößt.

Der zunehmende Anschluss von Großwindparks und die Aktivitäten im Offshore-Bereich können ohne geeignete Gegenmaßnahmen zu weiteren limitierenden Kriterien aufgrund einer defizitären Blindleistungsbereitstellung und/oder eines gestörten dynamischen Systemverhaltens führen. Durch das Rückfahren von Großkraftwerken infolge der Anwendung der Vorrangregelung kann für bestimmte Betriebsfälle die Stabilität des Gesamtsystems nur noch eingeschränkt oder gar nicht mehr gewährleistet werden. Diese Situation kann zu großflächigen Störungen im europäischen Verbundnetz führen, die ggf. Versorgungsunterbrechungen nach sich ziehen können. E.ON Netz führt hierzu derzeit umfangreiche quasistationäre und dynamische Netzberechnungen durch.

Erste Ergebnisse machen deutlich, dass sich zur Aufrechterhaltung eines zuverlässigen Betriebs des Hoch- und Höchstspannungsnetzes erweiterte Anforderungen an den Netzanschluss von WEA ergeben. Dies sind insbesondere

- Einstellung des Frequenzrückgangsschutzes auf 47,5 Hz zur Netzstützung bei Großstörungen
- Nach Einzelfallprüfung zusätzliche Anforderungen an die Wirk- und Blindleistungsregelung
- Kompensation zur Vermeidung von Netzurückwirkungen
- Schalthoheit des Netzbetreibers durch direkte leit- und schutztechnische Einbindung

Die als Bestandteil der Netzanschlussverträge von E.ON Netz derzeit gültigen "Technischen Regeln für den Netzanschluss" werden in Kürze um diese Anforderungen erweitert. Hinsichtlich der Erfüllbarkeit der Anforderungen besteht ein enger Kontakt zu Herstellern von WEA, Prüfinstituten und Verbänden.

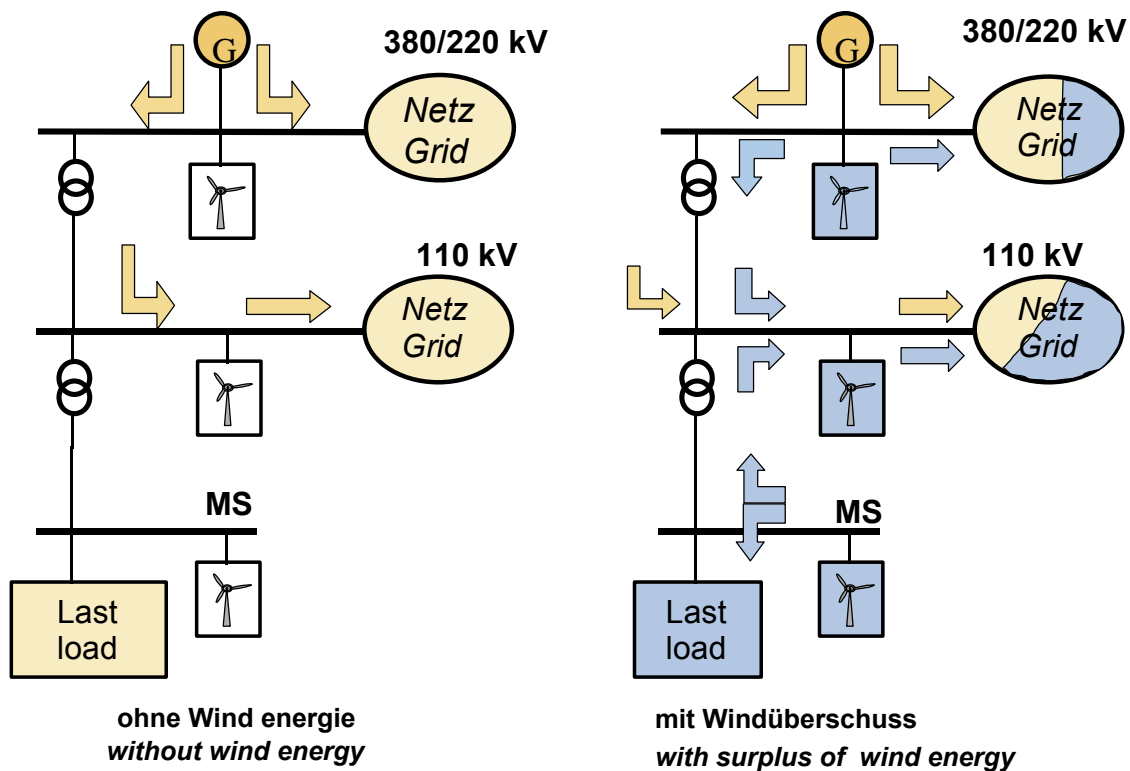


Abb. 4: Lastfluss und Windeinspeisung  
 Fig. 4: Power flow and wind energy production

### 3. Betriebsverhalten von Windenergieanlagen

Die Netzverträglichkeit von Windenergieanlagen wird seit 1993 in sog. Typenprüfungen gemessen. Diese Messungen umfassen die klassischen Netzurückwirkungen wie Oberschwingungen, Flicker, Blindleistung, Leistungsspitzen sowie Stromspitzen und Spannungsänderungen bei Schalthandlungen. Ebenfalls ist im Rahmen dieser Messungen eine Überprüfung der Netzschutzeinrichtung gefordert. Aufgrund dieser Messungen können die Netzbetreiber in Deutschland über den Netzanschluss von Windenergieanlagenprojekten entscheiden. Die Messungen zeigen, dass die Netzverträglichkeit von Windenergieanlagen in den letzten Jahren verbessert wurde und dass Anfangsprobleme beseitigt sind. Die einheitliche Durchführung der Messungen erfolgt auf Basis der Technischen Richtlinie [1], die in enger Abstimmung mit der VDEW-Richtlinie [2] erarbeitet wurde. Die dort festgelegten Vorschriften fließen in die internationale Normgebung im Rahmen der IEC [3] ein.

Bei Großwindparks ergeben sich aufgrund der Anzahl der Windenergieanlagen Vergleichmäßigungen, z. B. im Bereich Flicker oder Oberschwingungen, so dass sich diese Netzurückwirkungen im Verhältnis zur Leistung des Windparks verringern. Aus diesem Grund kann davon ausgegangen werden, dass Netzurückwirkungen wie z. B. Flicker bei Großwindparks nicht maßgeblich für den Netzanschluss sein werden.

Bei Großwindparks sind, wie bereits vorstehend ausgeführt, andere Kriterien maßgeblich, wie z. B. die Regelung der Blindleistung, der Beitrag zur Kurzschlussleistung oder auch das Verhalten im Fehlerfall. Bisher wurde seitens des Netzbetreibers gefordert, die Anlage im Fehlerfall möglichst schnell vom Netz zu trennen. Dementsprechend wurden enge Grenzen für den Netzschutz der Anlagen gefordert. Typische Einstellwerte sind z. B. in der untenstehenden Tabelle 1 wiedergegeben. Die Windenergieanlage soll hierbei möglichst schnell, z. B. innerhalb von 200 ms abschalten.

Damit die Großwindparks im **Fehlerfall** zur Netzstützung beitragen können, müssen diese Werte, vor allem Frequenzrückgangs- und Spannungsrückgangsschutz, verändert werden. Während eine Veränderung des Frequenzrückgangsschutzes von 49,5 Hz. auf 47,5 Hz von den Herstellern der Windenergieanlagen als problemlos erachtet wird, stößt die Absenkung des Spannungsrückgangsschutzes auf größere technische Schwierigkeiten, die ggfs. ein komplettes neues Design des elektrischen Systems der Windenergieanlagen erforderlich machen. Aus diesem Grund ist eine enge Zusammenarbeit zwischen Anlagenhersteller und Netzbetreiber bei der Festlegung neuer Grenzwerte sinnvoll.

Der von der Windenergieanlage zur Verfügung gestellte Beitrag zur **Kurzschlussleistung** hängt stark vom elektrischen System ab. Hier muss unterschieden werden zwischen

Netzschutzkriterium	Einstellwert
Spannungssteigerungsschutz	1,06 * U <sub>n</sub>
Spannungsrückgangsschutz	0,8 * U <sub>n</sub>
Frequenzsteigerungsschutz	50,5 Hz
Frequenzrückgangsschutz	49,5 Hz

Tab. 1: Typische Werte für die Einstellung des Netzschutzes bei Windenergieanlagen

Tab. 1: *Typical values of the setting of the grid protection of wind turbines*

aus Sicht des Netzbetreibers	Möglichkeiten der Technischen Realisierung
Einstellung des Frequenzrückgangsschutzes auf 47,5 Hz zur Netzstützung bei Großstörungen	+ realisierbar mit geringem Aufwand
Wirkleistung: Reduzierung auf Teillast	- realisierbar für seltene Extremsituationen, sonst Wirtschaftlichkeit beachten
Blindleistung: Bereitstellung nach regionalen Erfordernissen	+ dyn. Blindleistungsregelung möglich durch PWM-Wechselrichter
Kompensation zur Vermeidung von Netzurückwirkungen	+ Vergleichmäßigungseffekte in Großwindparks bewirken Reduzierung der klassischen Netzurückwirkungsproblematik
Beitrag zur Kurzschlussleistung	- nur begrenzt oder kaum möglich, abhängig vom Typ
Schaltheit des Netzbetreibers	+ möglich

Tab. 2: Neue Anforderungen an die Windturbinen aus der Sicht des Netzbetreibers

Tab. 2: *New requirements for wind turbines from the point of view of utilities*

- Windenergieanlagen mit direkt netzgekoppeltem Asynchrongenerator, deren Rotordrehzahl nahezu konstant ist (entsprechend dem Schlupf des Generators)
- Windenergieanlagen mit Synchrongenerator, bei dem die gesamte Leistung über ein Wechselrichtersystem in das Netz eingespeist wird. Dieser Typ weist eine variable Rotordrehzahl auf.
- Windenergieanlagen mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator, bei dem nur ein Teil der Leistung über ein Wechselrichtersystem geführt wird. Auch dieser Typ ist drehzahlvariabel.

Die Windenergieanlagen mit direkt netzgekoppeltem Generator könnten kurzzeitig einen Beitrag zur Kurzschlussleistung leisten. Die drehzahlvariablen Windenergieanlagen mit Wechselrichtersystemen hingegen sind in der maximalen Ausgangsleistung begrenzt und tragen somit nicht oder nur geringfügig zur Kurzschlussleistung bei.

Die **Blindleistung** heutiger Windenergieanlagen wird bei Anlagen mit direkt netzgekoppeltem Asynchrongenerator durch stufig schaltbare Kondensatorbänke kompensiert. In der Regel wird dabei ein Leistungsfaktor im Bereich von 0.98 bis 1.00 erreicht. Bei drehzahlvariablen Windenergieanlagen findet eine Blindleistungsregelung durch die Wechselrichtersysteme statt. Die heutigen Wechselrichter in Windenergieanlagen basieren auf pulsbreitenmodulierten IGBT-Technologien, die in der Lage sind, die Blindleistung dynamisch zu regeln. Dadurch kann der Leistungsfaktor auf einen vorgegebenen Wert geregelt werden. Je nach Anforderung kann dieses sowohl statisch, also auf einen vorgegebenen Blindleistungswert oder Leistungsfaktor, als auch dynamisch, also zeitlich entsprechend der Vorgaben, aber auch in Form einer Spannungsregelung erfolgen. Der technisch mögliche Blindleistungsbereich ergibt sich hierbei aus der Nennscheinleistung der Wechselrichter.

#### **4. Zusammenfassung - Technische und betriebliche Lösungen zur Netzeinbindung**

Der enorme Zuwachs an installierter Windenergieleistung der jüngsten Vergangenheit und der weiterhin hohe Zubau erfordern eine neue Strategie beim Netzanschluss von Großwindparks. Die in der Vergangenheit erfolgreich durchgeführte Optimierung der klassischen Netzurückwirkungen muss durch eine netzstützende Funktion der WEA ergänzt werden. Zur Aufrechterhaltung eines zuverlässigen und wirtschaftlichen Systembetriebs ergeben sich von Seiten der Netzbetreiber erweiterte Anforderungen an WEA hinsichtlich der Blindleistungsregelung sowie der Spannungs- und Frequenzstabilität. Insbesondere der Netzanschluss

an das Hoch- und Höchstspannungsnetz erfordert die Schalthoheit des Netzbetreibers durch eine direkte leit- und schutztechnische Einbindung. Tab. 2 gibt eine Übersicht über die neuen Anforderungen.

Bei der notwendigen Erweiterung der einschlägigen Regelwerke sollte berücksichtigt werden, dass bestimmte Anforderungen von Herstellerseite relativ leicht zu erfüllen sind, andere dagegen systembedingt einen unangemessen hohen Aufwand erfordern würden. Eine Lösung lässt sich am besten durch die Fortführung der engen Zusammenarbeit zwischen Herstellern, Planern, Messinstituten und Netzbetreibern erzielen.

## 5. Literatur

- [1] Technische Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 3: Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften; Rev. 13; Stand: 1.1.2000; Herausgeber: Fördergesellschaft Windenergie e.V., Hamburg.
- [2] Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. 2. Ausgabe 1998, Hrsg.: VDEW e.V.; VWEW-Verlag, Frankfurt
- [3] IEC 61400-21: Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines. (Draft CDV 09.06.2000).