

Lastflussanalyse für Offshore-Windparks mit HGÜ-Netzanbindung

Load flow analysis for Offshore-Windfarms with HVDC grid connection

Sobek, Lars-Holger; Universität Dortmund
Santjer, Fritz; DEWI

Summary

This presentation will show investigations of different offshore wind farm systems with HVDC grid connection for a steady case. The differences in the electrical design of the system and in the layout of the wind farm lead to in total 170 different load flow calculations, each of them representing the variation of one system parameter. The electrical coefficient of efficiency differs from 94,34 % to 98,21 %, mainly depending on the voltage level of the HVDC transmission line. Other aspects of influence are the internal wind farm network (chain, ringed), the reactive power compensation units and the voltage level of the internal wind farm network.

Comparing the active power, witch is fed into the mainland grid, the analysis shows differences up to 18 MW depending on the layout of the wind farm.

This paper describes the way the investigations were carried out and the results.

1. Einleitung

Die Windenergienutzung hat sich zu einem integralen Bestandteil der zukünftigen, nachhaltigen Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland entwickelt. Bis zum Juni des Jahres 2000 sind 8356 Windenergieanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 4958 MW errichtet worden, die einen Anteil von etwa 2 Prozent des Strombedarfs in Deutschland decken. Die Verknappung geeigneter Binnenlandstandorte sowie die hohen Windgeschwindigkeiten auf See lassen die Offshore-Windenergienutzung zu einer interessanten Alternative gegenüber der Onshore-Aufstellung von Windenergieanlagen werden.

Vor diesem Hintergrund wurden in der hier vorgestellten Diplomarbeit am Lehrstuhl für Elektrische Maschinen, Antriebe und Leistungselektronik der Universität Dortmund in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Windenergie-Institut verschiedene technische Möglichkeiten bei der Planung von Offshore-Windparks untersucht und bewertet. Die verschiedenen Systeme unterscheiden sich im Layout des Windparks, der Verschaltung der Anlagen und der Ausführung des elektrischen Systems. Für alle Anordnungen wurde ein Windpark bestehend aus 30 Windenergieanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 150 MW vorausgesetzt. Der gewählte Abstand des Windparks zum Festland beträgt 50 km. Die Berechnung der verschiedenen Offshore-Gesamtsysteme erfolgte für den stationären Zustand mittels einer Lastflussanalyse. Für die Bewertung der Systeme wurde der aus der Lastflussanalyse ermittelte elektrische Gesamtwirkungsgrad respektive die in das öffentliche Netz eingespeiste Wirkleistung verwendet.

2. Entwicklung der Windparkkonfigurationen

Für die Aufstellung der Windenergieanlagen im Windpark wurden im Rahmen dieser Arbeit fünf verschiedene Windparkkonfigurationen entworfen. Die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale der einzelnen Konfigurationen bestehen in ihrer geometrischen Form und dem Abstand der Windenergieanlagen zueinander. Zudem wurden Überlegungen zu der möglichen Verschaltung der Windenergieanlagen untereinander in die Entwicklung der Anordnungen einbezogen, um die Kabellängen möglichst gering zu halten bzw. Redundanzen bei Ausfällen von Kabeln zu ermöglichen. Die als Basiskonfiguration gewählte Anordnung bezeichnet eine rechteckige Anordnung der 30 Windenergieanlagen, wobei der Spaltenabstand den achtfachen Rotordurchmesser und der Zeilenabstand den zehnfachen Rotordurchmesser beträgt ($8D / 10D$, s. Abb. 1). Bei dem hier gewählten Rotordurchmesser von 100 m ergeben sich somit Abstände von 800 m bzw. 1000 m. Als Verschaltungsmöglichkeit wurden für die Basisanordnung sowohl die Ring- als auch die Kettenschaltung betrachtet.

In der zweiten Windparkkonfiguration sind alle Windenergieanlagen in einer Linie mit einem Anlagenabstand von $8D$ angeordnet worden (Kettenschaltung). In diesem Fall erfolgt bei frontaler Anströmung eine freie Anströmung der Konverter ohne Abschattungseffekte.

Windparkkonfiguration 3 entspricht von ihrer Form der Basiskonfiguration. Die Zeilen- und

Spaltenabstände wurden jedoch um jeweils 200 m erhöht. Als Verschaltungsvariante wurde die Ringschaltung gewählt. In einer vierten Anordnung wurden ausgehend von der Basiskonfiguration die zweite und vierte Zeile um jeweils 400 m versetzt, so dass hier geringere Abschattungseffekte innerhalb des Windparks gegenüber der Basisanordnung zu erwarten waren. Für Windparkkonfiguration 5 wurde ebenfalls eine rechteckige Anordnung gewählt (8D / 10D), wobei hier drei Zeilen im Abstand von 1000 m mit jeweils zehn Anlagen vorzufinden sind (Kettenschaltung).

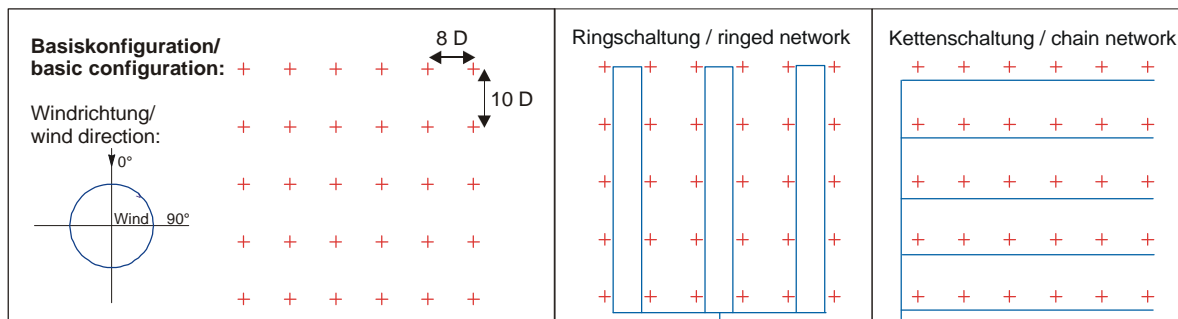


Abb. 1: Anordnung und Verschaltung der Windenergieanlagen für die Basiskonfiguration
 Fig. 1: Layout and interconnection of the basic configuration of the wind turbines

Der Entwicklungstrend für Windenergieanlagen im Offshore-Bereich lässt erkennen, dass bezüglich der Nennleistung der Anlagen wesentlich höhere Werte angestrebt werden, als dies bei bisherigen Onshore-Projekten der Fall ist. Für diese Arbeit wurde ein Konverter mit einer elektrischen Nennleistung von fünf Megawatt vorausgesetzt. Der Rotordurchmesser wurde bei einer Nabenhöhe von 80 m mit 100 m angenommen. Die Leistungskennlinie sowie Schubbeiwertkurve wurde den Daten der von Aerodyn entwickelte Multibrid-Windenergieanlage entnommen [1]. Mit den anlagenspezifischen Parametern sowie der entsprechenden Windparkkonfiguration sind mittels der Software PARK vom Risø National Laboratory die Parkwirkungsgrade in Abhängigkeit von der Anströmrichtung und der Windgeschwindigkeit berechnet worden [2]. Für die jeweiligen minimalen und maximalen Parkwirkungsgrade (in Abhängigkeit der Parkkonfiguration) sind die relevanten Anströmwinkel bestimmt worden. Ergänzt um den Anströmwinkel 0° als Bezugswinkel wurden mit PARK die Einzelleistungen der Windenergieanlagen innerhalb der jeweiligen Windparkkonfiguration für die drei Anströmwinkel und einen Windgeschwindigkeitsbereich von 5-15 m/s berechnet. Die so erhaltenen Leistungen sind in die Lastflussanalyse als Wirkleistungssollwerte der Windenergieanlagen eingegangen.

3. Auslegung des elektrischen Systems

Das elektrische System des Offshore-Windparks umfasst alle notwendigen elektrischen Verbindungen und Betriebsmittel. Hier kann zwischen den Teilsystemen "Windpark" und "Energieübertragung zum Festland" unterschieden werden, wobei letzteres in dieser Arbeit als Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ausgeführt wurde. Als Betriebsmittel kamen mit Blick auf die Lastflussanalyse Asynchrongeneratoren, Transformatoren und Seekabel zum Einsatz. Die HGÜ wurde als eigenständiges System betrachtet, bei dem die gleichzurichtende Spannung auf der Drehstromseite über einen Stromrichtertransformator und eine 12-Puls-Brückenschaltung (Gleichrichterbetrieb) auf einen für die Übertragung geeigneten Wert umgespannt und umgerichtet wird. Auf der Wechselrichterseite erfolgt analog die Umrichtung der Gleichspannung und Transformation auf den im angeschlossenen Drehstromnetz benötigten Spannungswert. Der Einsatz einer HGÜ wird bei Seekabelübertragungen ab einer Leitungslänge von ca. 30-50 km als wirtschaftlich angesehen, da im Gegensatz zu Drehstromübertragungen keine Kompensationsanlagen entlang der Kabelstrecke notwendig sind. Mit Blick auf die zukünftig geplanten Offshore-Projekte, die im Leistungsbereich von einigen hundert Megawatt liegen, wurde bei der Auslegung der HGÜ in dieser Arbeit die bewährte Thyristortechnik verwendet. Daraus folgt, dass der Windpark aus elektrischer Sicht ein Inselnetz bildet und ein eigenständiges elektrisches System inklusive Blindleistungsregelung aufbauen muss. Für die Blindleistungsversorgung der Asynchrongeneratoren und der HGÜ wurde ein synchroner Phasenschieber eingesetzt. Optional bestand die Möglichkeit einer zusätzlichen Blindleistungskompensation an jeder einzelnen Windenergieanlage.

Bei der Lastflussanalyse sind folgende Variationen des elektrischen Systems untersucht worden:

Spannungsebene HGÜ <i>voltage level HVDC</i>	Spannungsebene Windpark <i>voltage level wind farm</i>	Blindleistungskompensation an jeder Windenergieanlage <i>reactive power compensation at each wind turbine</i>
110 kV und 220 kV	20 kV und 30 kV	ja / nein

4. Lastflussanalyse

Für die Bestimmung des elektrischen Wirkungsgrades des Offshore-Gesamtsystems bzw. der in das Versorgungsnetz eingespeisten Leistung bietet sich die Lastflussanalyse an. Die grundlegenden Aufgaben einer Lastflussanalyse sind die Ermittlung der Spannungsprofile, welche sich in den Netzknoten bei einer bestimmten Belastung einstellen, sowie die Schlussfolgerung auf die Leistungen, die bei diesem Spannungsprofil über die Netzelemente fließen. Insgesamt wurden in dieser Arbeit in Abhängigkeit der gewählten Windparkkonfiguration und des elektrischen Systems 168 Lastflussrechnungen durchgeführt (s. Abb. 2). Die jeweiligen Veränderungen zum Basisfall (Abb. 2, mittlerer Fall) sind in Abb. 2 fett gekennzeichnet. Die dargestellten Fälle wurden um zwei Sonderfälle ergänzt, die das Verhalten des Windparks im Fehlerfall bzw. bei dem Betrieb mit geschlossenen Ringen beschreiben. Nach der Definition der zu untersuchenden Anordnungen wurde das Offshore-Gesamtsystem mittels der Netzberechnungssoftware DlgSILENT Power Factory nachgebildet.

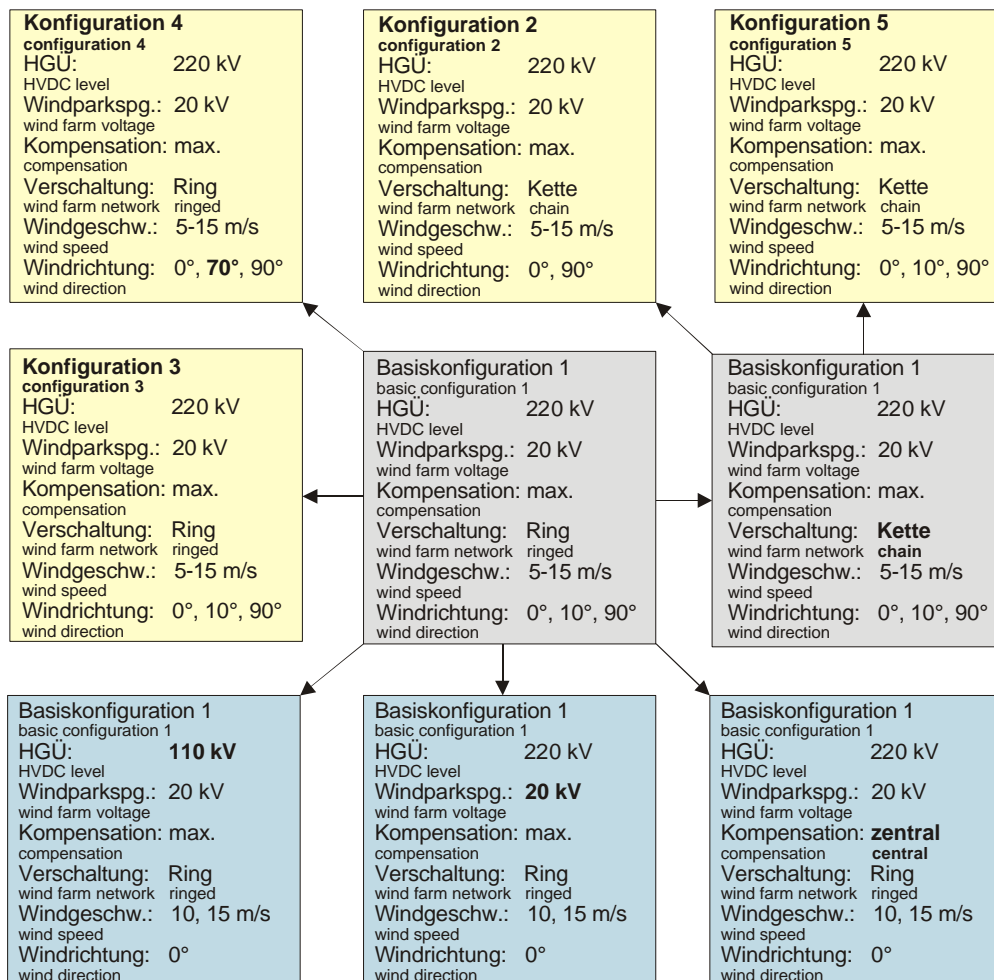


Abb. 2: Zusammenfassende Darstellung der untersuchten Systeme
Fig. 2: Summary of analysed systems

5. Ergebnisse

Der Verlauf des ermittelten elektrischen Wirkungsgrades des Offshore-Windenergiesystems in Abhängigkeit der gewählten Windparkkonfiguration und der Windgeschwindigkeit ist für den Anströmwinkel 10° bzw. 70° (Konfiguration 4) in Abb. 3 dargestellt. Da bei diesem Anströmwinkel für

alle Konfigurationen nur sehr geringe Abschattungseffekte innerhalb des Windparks vorhanden sind, reduziert sich der Unterschied der Konfigurationen auf die Auslegung des elektrischen Systems. Wie zu erkennen ist, liegen die Wirkungsgrade der Anordnungen 1, 3 und 4 insbesondere bei hohen Windgeschwindigkeiten deutlich über den Wirkungsgraden der Anordnungen 2 und 5. Da es sich bei den drei Anordnungen mit günstigerem Wirkungsgrad um Ringanordnungen handelt, kann die Aussage getroffen werden, dass bei Ringanordnungen trotz der wesentlich größeren zu verkabelnden Strecke geringere Wirkverluste aufgrund der größeren Leiterquerschnitte zu erwarten sind als bei Kettenschaltungen.

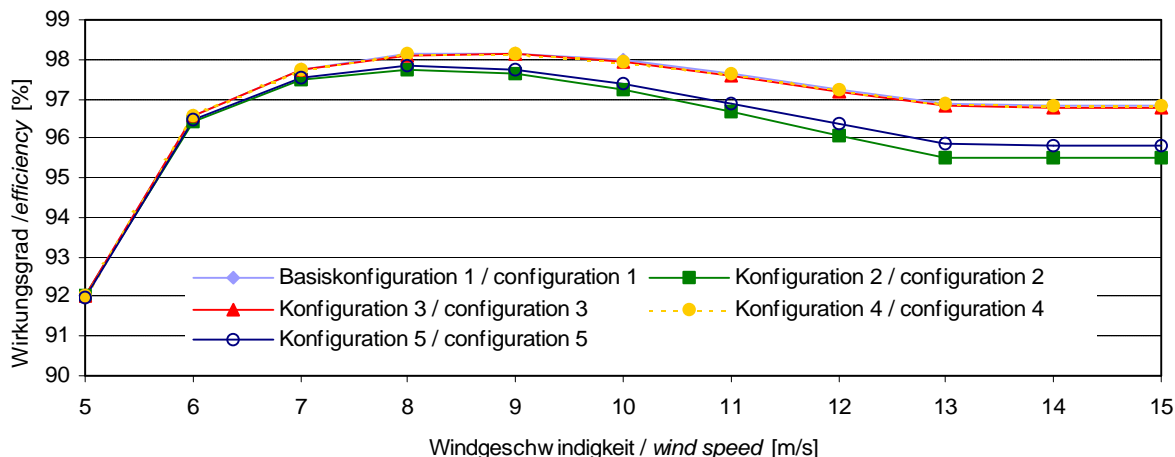


Abb. 3: Vergleich der elektrischen Wirkungsgrade, Anströmwinkel 10° (70°)
 Fig. 3: Comparison of electrical efficiency, wind direction 10° (70°)

Die Beurteilung der einzelnen Windparkkonfigurationen erfolgt über die in das Netz eingespeiste Wirkleistung. Dazu sind in Abb. 4 die Netzwirkleistungseinspeisungen der verschiedenen Systeme für die Winkel 0° und 90° dargestellt. Bei einem Anströmwinkel von 0° ist die eingespeiste Leistung bei dem theoretischen Grenzfall einer Anordnung der Anlagen zu einer Linie (Konfiguration 2) trotz der höheren Verluste im Vergleich zu Ringanordnungen am größten, da hier eine ungestörte Anströmung der Windenergieanlagen vorliegt, während die anderen Windenergieanlagen Abschattungseffekten unterliegen. Eine ebenfalls hohe Netzeinspeisung wird bei Konfiguration 4 erreicht. Hier wird beispielsweise bei einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s eine um rund 10 MW höhere Leistung ins Netz eingespeist, als dies bei der Basiskonfiguration der Fall ist (Abb. 4.1). Wenn von einer ungestörten Anströmung ausgegangen wird (Winkel 10° bzw. 70°), so sind nur verhältnismäßig geringe Unterschiede bezüglich der Leistungseinspeisung vorhanden. Die maximale Differenz beträgt hier für eine Windgeschwindigkeit von 15 m/s etwa 2 MW (Basiskonfiguration 1 und Konfiguration 2). Bei einem Anströmwinkel von 90° weist Konfiguration 3 eindeutig das höchste Einspeisungsniveau auf

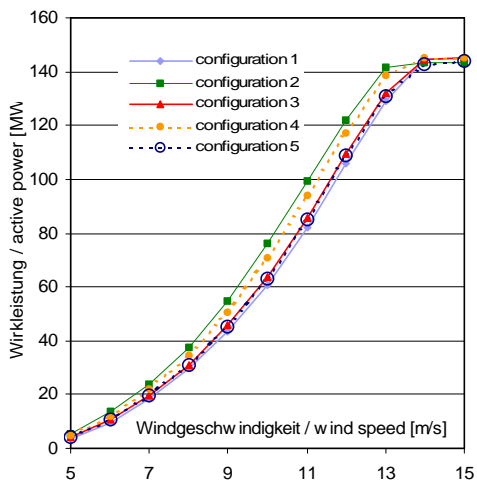


Abb. 4.1: Netzwirkleistungseinspeisung, Winkel 0°
 Fig. 4.1: Active power fed into mainland grid, direction 0°

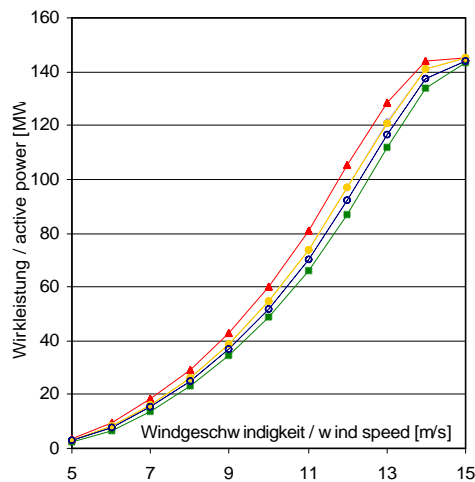


Abb. 4.2: Netzwirkleistungseinspeisung, Winkel 90°
 Fig. 4.2: Active power fed into mainland grid, direction 90°

(Abb. 4.2). Im Unterschied zu Konfiguration 2 werden hier z.B. bei einer Windgeschwindigkeit von 12 m/s rund 18 MW Wirkleistung mehr in das Netz eingespeist. Ein gutes Einspeisungsniveau wird bei diesem Winkel auch von Konfiguration 4 erreicht. Für die drei untersuchten Anströmrichtungen empfiehlt sich somit aus technischer Sicht eine Aufstellung der Windenergieanlagen nach Konfiguration 3 oder Konfiguration 4, da hier gute bis sehr gute Vergleichswerte für die eingespeiste Leistung erzielt werden. Zwischen diesen beiden Konfigurationen müsste auf Basis der realen Windrichtungsverteilung im Einzelfall entschieden werden. Zudem muss bedacht werden, dass die Anordnung 4 eine geringere Aufstellfläche benötigt als Anordnung 3. Damit verbunden sind auch geringere Kabelkosten, die im Vergleich mit Konfiguration 3 nur rund 87 Prozent betragen (ohne Installation). Für den Vergleich der Variationen des elektrischen Systems wurde der elektrische Wirkungsgrad als Kriterium verwendet, da alle Systeme auf Grundlage der Basiskonfiguration 1 berechnet wurden und

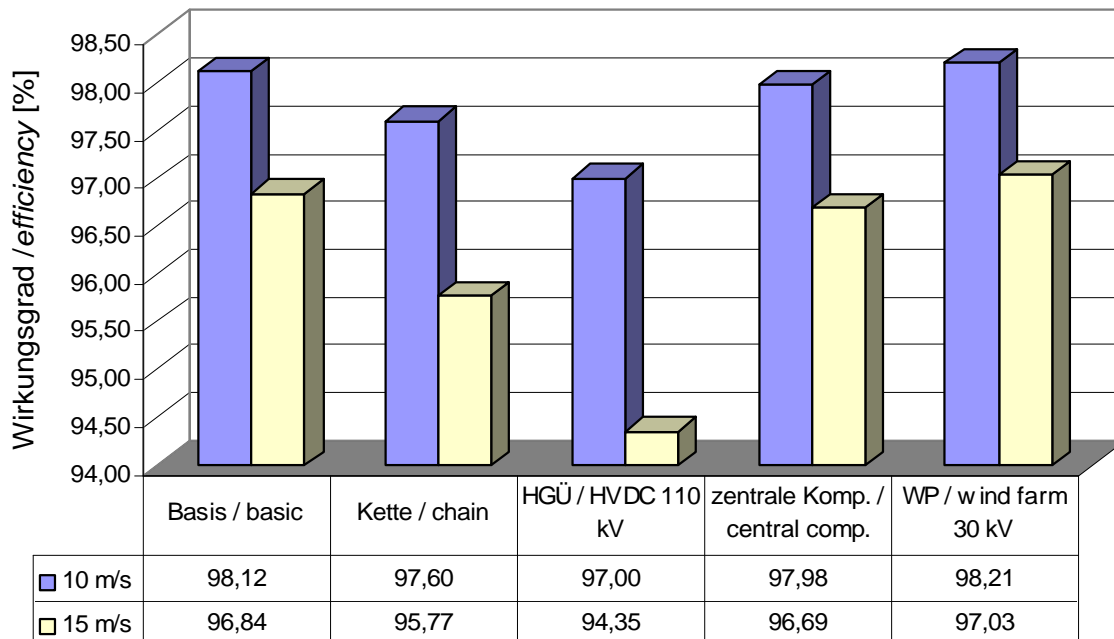


Abb. 5: Vergleich der elektrischen Wirkungsgrade bei Variation des elektrischen Systems für 10 m/s und 15 m/s
Fig. 5: Comparison of the electrical efficiency of different electrical systems at 10 m/s and 15 m/s

somit die gleiche Wirkleistungserzeugung vorausgesetzt werden kann. Die Ergebnisse sind in Abb. 5 dargestellt. Dabei sind die Bezeichnungen so gewählt worden, dass sie den Unterschied zum Basissystem verdeutlichen. Das auffälligste Ergebnis wird durch die Senkung der HGÜ-Spannungsebene von 220 kV auf 110 kV erzielt. Hier ist eine Wirkungsgradreduktion um 1,12 Prozentpunkte bei 10 m/s bzw. 2,49 Prozentpunkte bei 15 m/s gegenüber der Basiskonfiguration zu beobachten. Als positiv ist die Erhöhung der Windparkspannung von 20 kV auf 30 kV zu bewerten. Der Wirkungsgrad liegt dabei um 0,09 Prozentpunkte (10 m/s) bzw. 0,20 Prozentpunkte (15 m/s) über den Werten der Basiskonfiguration. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass auch die Kabelkosten mit dem Wirkungsgrad zunehmen und bei 30 kV-Kabeln rund 22 Prozent höher sind als bei der Basiskonfiguration (20 kV-Kabel). Falls die Blindleistungskompensation innerhalb des Windparks nicht direkt an den Anlagen vorgenommen wird, sondern lediglich zentral durch einen Blindleistungsgenerator (hier durch eine Synchronmaschine im Phasenschieberbetrieb) gegeben ist, ist eine Reduktion des Wirkungsgrades um 0,13 Prozentpunkte (10 m/s) bzw. 0,14 Prozentpunkte (15 m/s) ermittelt worden (Fall "zentrale Komp."). Die nach Abb. 3 getroffene Aussage, dass der elektrische Wirkungsgrad einer Ringanordnung über dem einer Kettenschaltung liegt, wird anhand von Abb. 5 bestätigt. Die Differenz zwischen dem Wirkungsgrad der Ring- und Kettenanordnung beträgt 0,52 Prozentpunkte bei 10 m/s und 1,06 Prozentpunkte bei 15 m/s.

6. Schlussfolgerungen

In dieser Arbeit wurden folgende Aussagen zur Bewertung des Offshore-Windenergiesystems getroffen:

1. Über dem gesamten Windgeschwindigkeitsbereich, insbesondere bei hohen Windgeschwindigkeiten, weisen Ringanordnungen einen höheren Wirkungsgrad auf als Kettenanordnungen.
2. Bei einem Winkel von 0° weist Konfiguration 2 das höchste Netzeinspeisungsniveau auf. Diese Anordnung ist jedoch hauptsächlich als theoretischer Vergleichsfall zu sehen und besitzt kaum Praxisrelevanz. Daher kann für diesen Winkel Konfiguration 4 als günstigste Alternative angesehen werden. Beträgt der Anströmwinkel 90°, so ist Konfiguration 3 das höchste Einspeisungsniveau zuzuschreiben, gefolgt von Konfiguration 1 und Konfiguration 4, deren Kennlinien einen fast identischen Verlauf haben. Für die drei untersuchten Anströmrichtungen empfiehlt sich aus technischer Sicht eine Aufstellung der Windenergieanlagen nach Konfiguration 3 oder Konfiguration 4, da hier gute bis sehr gute Vergleichswerte für die eingespeiste Leistung erzielt werden.
3. Auf Grundlage der in dieser Arbeit verwendeten Parameter konnten die Auswirkungen von Variationen des elektrischen Systems auf den Wirkungsgrad (bezogen auf die Basiskonfiguration) in folgender Reihenfolge bestimmt werden (Erstgenanntes mit größten Auswirkungen):
 - Senkung der HGÜ-Spannung auf 110 kV
 - Verschaltungsvariante Kette
 - Windparkspannungsebene 30 kV
 - Keine direkte KompensationInsbesondere muss somit auf eine ausreichend hohe HGÜ-Spannung geachtet werden.

Zusammenfassend ist demnach bei dem hier betrachteten Untersuchungsumfang für folgendes Gesamtsystem das günstigste Betriebsverhalten zu erwarten:

- Anordnung der Windenergieanlagen nach Konfiguration 4 (in Ringverschaltung)
- HGÜ-Spannungsebene 220 kV
- Windparkspannungsebene 30 kV
- Direkte Blindleistungskompensation an den Anlagen
- (Betrieb des Systems mit geschlossenen Ringen)

Ausgehend von diesen Ergebnissen müsste in einer Wirtschaftlichkeitsanalyse untersucht werden, ob das aus technischer Sicht sinnvolle Offshore-Konzept den wirtschaftlichen Anforderungen gerecht wird.

7. Literatur

- [1] *Siegfriedsen, S., Böhmeke, G.:*
Multibrid Technology - A Significant Step to Multimegawatt Wind Turbines,
in: Wind Energy, Vol. 1 / 1998, Verlag John Wiley & Sons, Ltd., 1998
- [2] *Sanderhoff, P.:*
PARK-User's Guide, Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, 01/1993
- [3] *Diedrichs, V.:*
Offshore Windenergiesysteme, Abschlussbericht zum Fördervorhaben des BMBF Nr.
0329645, November 1995
- [4] *Matthies, H.G.:*
Study of Offshore Wind Energy in the EC , Joule I (JOUR 0072),
Hrsg. Germanischer Lloyd , Garrad Hassan and Partners, Windtest KWK, Verlag Natürliche
Energien, 1995
- [5] *Uhlmann, E.:*
Power transmission by direct current, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 1975