

Netzregelverhalten von Windkraftanlagen

A. Holst, F. Prillwitz, H. Weber, Universität Rostock

C. Schmidt, WIND-projekt GmbH Börgerende

1. Einleitung

Die Regelaufgaben Primärregelung, Sekundärregelung und Tertiärregelung waren in der Vergangenheit im UCTE-Netz auf die thermischen, hydraulischen und nuklearen Kraftwerke aufgeteilt. Dieses Solidaritätsprinzip war mit dem vermehrten Aufkommen von regenerativen Energieerzeugern, speziell von großen Windparks, nicht mehr gegeben. Sekundär- und Tertiärregelaufgaben können aufgrund der Fluktuation des Windes von Windparks grundsätzlich nicht wahrgenommen werden. In diesem Beitrag wird exemplarisch am Beispiel des neu zu errichtenden Offshore-Windparks Kriegers Flak gezeigt, dass dagegen die Regelaufgaben Primärregelung und Blindleistungsregelung von Windparks übernommen werden können. Dazu wird insbesondere auf die koordinierte Regelung von Windkraftanlagen (WKA) mit doppeltgespeister Asynchronmaschine und Pitchregelung eingegangen.

2. Der Offshore-Windpark Kriegers Flak

Der Offshore-Windpark Kriegers Flak ist in der Ostsee ca. 30 km nördlich von Rügen geplant (siehe Lageplan Bild 1). Im Jahr 2004 soll mit der Errichtung begonnen werden. Der Windpark wird in 2 Baustufen errichtet, wobei in der ersten Stufe 40 Anlagen mit je 3 MW bis 3,5 MW und in der zweiten Stufe zusätzlich 35 Anlagen mit je 5 MW Nennleistung errichtet werden sollen. Zudem stehen noch neun Zusatzstandorte zur Verfügung.

Alle Anlagen werden sternförmig über 30-kV-Seekabel mit einer zentral angeordneten Umspannplattform verbunden, von der aus die Anbindung an das Festland über eine 121 km lange 150-kV-Doppelsystem-Drehstromverbindung erfolgt. Der Anschlusspunkt ist das UW Bentwisch (380 kV) im Netz der Vattenfall Transmission GmbH.

Im Endausbau kann die Anlage dann bei optimalen Windverhältnissen 350 MW liefern. Ausgerüstet werden die Einzelanlagen gemäß Planung mit Schleifringläufer-Asynchronmaschinen und Pitchregelung. Diese Konzeption ermöglicht eine Entkopplung von optimaler Turbinendrehzahl und Netzfrequenz. Zusätzlich erlauben diese Anlagen eine schnelle Regelung von Wirk- und Blindleistung.

Aufgrund der Größe des geplanten Offshore-Windparks wäre es denkbar, die Anlagen nicht mehr nach dem bislang für Einzelanlagen möglichen Einsatzschema zu betreiben, bei dem

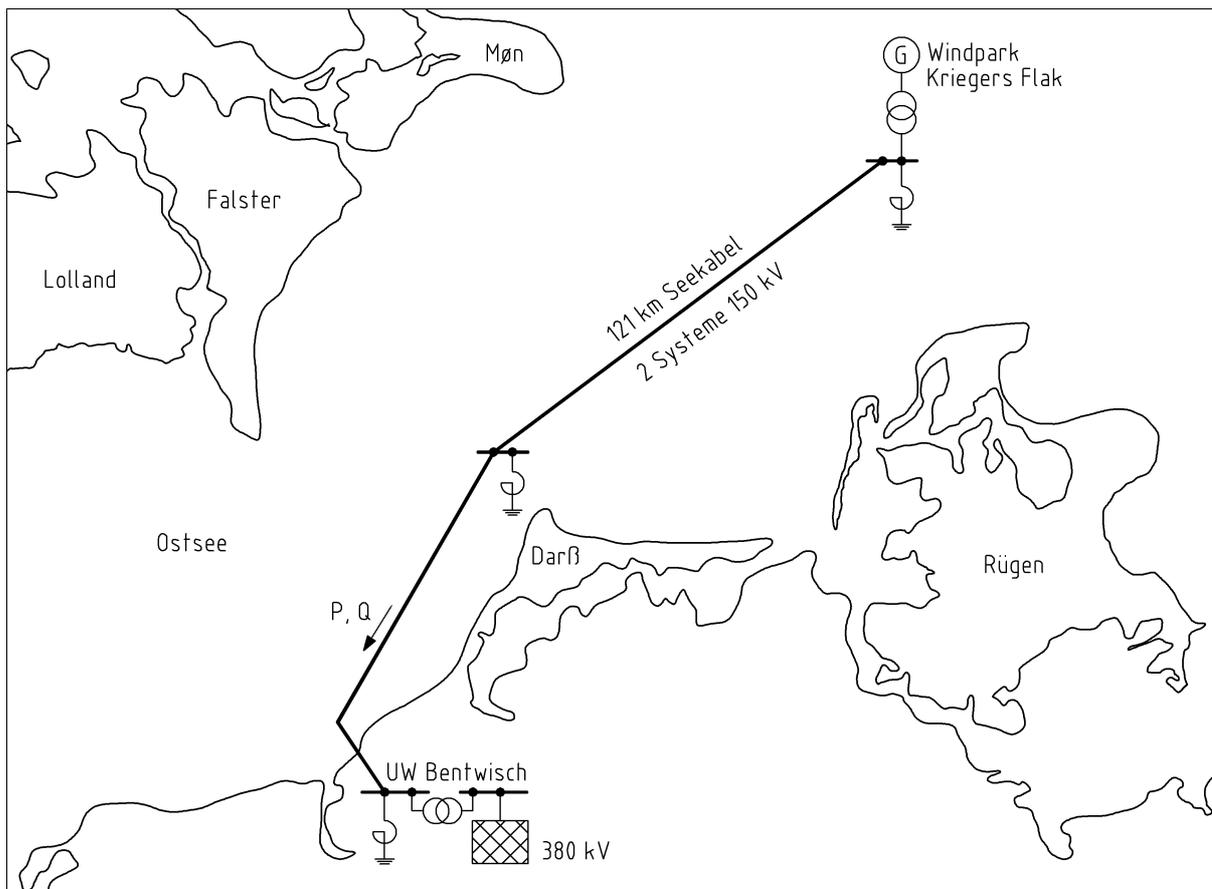


Bild 1: Lageplan/Schaltschema des Windparks Kriegers Flak

die maximal erzielbare Leistung unregelt an das Netz abgegeben wird. In diesem Beitrag wird untersucht, welche Beteiligung an der Primärregelung und an der Blindleistungs-Spannungsregelung möglich ist. Dabei wird eine heute bereits verwendete und bewährte Anlagenkonstellation mit entsprechendem Regelkonzept zugrunde gelegt.

3. Anforderungen für die Netzregelung

Mit der Erweiterung des UCPT-Netzes um die Central 1995 und der Liberalisierung des Strommarktes und der Deregulierung (UCPT → UCTE) haben sich auch die Anforderungen an die Primärregelung gewandelt. In [1] wurden erstmalig Vorschläge zur Neugestaltung der Primärregelreserve im UCPT-Netz erarbeitet. Danach ist heute generell nur noch von einer maximalen Störleistung von 3000 MW auszugehen, welche mit einem linearen Anstieg der Regelleistung innerhalb von 30 s kompensiert werden muss. Damit ist im 150-GW-Schwachlastfall dynamisch eine Frequenzabweichung von -800 mHz und stationär von -180 mHz garantiert. Diese Anforderungen sind sowohl in das UCTE-Regelwerk [2] als auch in die deutschen DVG(VNG)-GridCode-Anforderungen [3,4] übernommen worden. Lediglich ein Totband von ± 10 mHz wird hierbei den Primärreglern im GridCode noch zusätzlich

zugestanden. Die Aufteilung der Primärregelleistung auf die UCTE-Regelzonen erfolgt gemäss

$$\Delta P_i = (E_i / E_u) \cdot 3000 \text{ MW} , \quad (1)$$

wobei E_i die Netto-Stromerzeugung einer Regelzone und E_u die Nettogesamterzeugung der UCTE ist. Die nationale Aufteilung auf die VNG-Übertragungsnetzbetreiber wird nach einem festen Aufteilungsschlüssel koordiniert [5]. Zudem ist in [3] festgelegt, dass jede Erzeugungseinheit ab einer Brutto-Nennleistung von 100 MW an der Primärregelung teilnehmen muss.

Das trifft zukünftig auch auf die geplanten Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee zu, die auch die regionalen Übertragungsnetzbetreiber bei Leistungen > 100 MW mit Großkraftwerken gleichsetzen [6]. Soll die dafür erforderliche Reserveleistung durch die WKA selbst bereitgestellt werden, ergeben sich aus diesen Anforderungen die nachfolgend dargestellten Auslegungskriterien.

4. Allgemeines Regelkonzept von Windkraftanlagen mit doppeltgespeister Asynchronmaschine und Pitchregelung

In den letzten Jahren hat sich bei WKA das Konzept drehzahlvariabler Generatorsysteme durchgesetzt. Für eine definierte Drehzahl- und Leistungsbegrenzung ist dazu eine Pitchregelung, d.h. eine Änderung des Blattstellwinkels um die Blattachse erforderlich. Die drehzahlvariable Konzeption ermöglicht eine höhere Energieausbeute bei geringeren Netzurückwirkungen im Vergleich zu drehzahlstarrten Konzepten.

Die Schleifringläufer-Asynchronmaschine bietet aufgrund ihres guten Regelverhaltens optimale Möglichkeiten zur Verwirklichung des drehzahlvariablen Konzeptes. Die gezielte Speisung des Läufers über einen Frequenzumrichter mit Spannungs-Zwischenkreis ermöglicht neben dem drehzahlvariablen Betrieb zusätzlich die gezielte Abgabe von Wirk- und Blindleistung. Die dabei verwendete feldorientierte Regelung passt das Rotorfeld in Frequenz, Amplitude und Phasenlage an die Sollgröße an.

Die Auslegung des zwischen Netz und Rotor geschalteten Frequenzumrichters bestimmt den Drehzahl-Variationsbereich, da über den Rotor die elektrische Schlupfleistung P_R übertragen werden muss. Sieht man von den Maschinenverlusten ab gilt:

$$P_R = s \cdot P_S . \quad (2)$$

Bei heutigen Anlagen ist der Umrichter auf etwa 30 % der Anlagenleistung ausgelegt, was die obere Drehzahlgrenze auf etwa das 1,3-fache der synchronen Drehzahl des Generators begrenzt. Weitere Einschränkungen ergeben sich durch mechanische Resonanzpunkte und Momentenbegrenzungen. Der verbleibende Drehzahlbereich beschränkt sich auf etwa

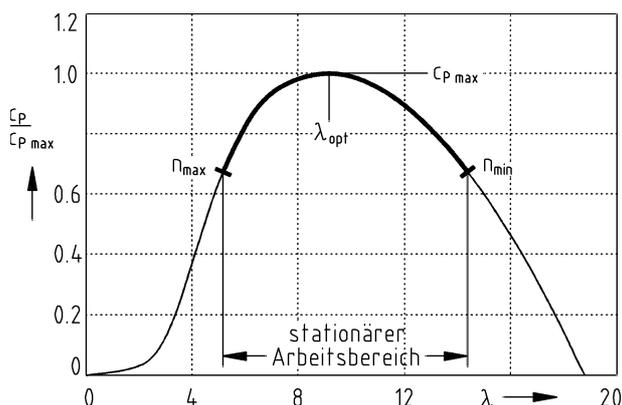


Bild 2a: Arbeitsbereich im Teillastbereich auf der optimalen $c_p(\lambda)$ – Kurve

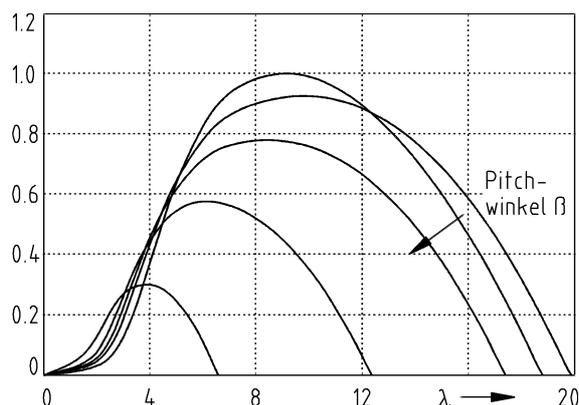


Bild 2b: $c_p(\lambda)$ – Kurvenschar für verschiedene Pitchwinkel β

$0,6 \text{ bis } 0,7 \cdot n_{\text{syn}} \leq n \leq 1,3 \cdot n_{\text{syn}}$. Eine Erhöhung des Drehzahlbandes zu kleineren Drehzahlen lässt verlustbedingt nach [7] keine höhere Energieausbeute erwarten.

Im Turbinenkennfeld eines derzeit verwendeten Flügelprofils (Bild 2b) ist der Leistungsbeiwert c_p über der Schnellaufzahl λ und dem Pitchwinkel β aufgetragen. Die von der Turbine abgegebene mechanische Leistung berechnet sich nach [8] zu:

$$P_T = \frac{\rho}{2} \pi R_R^2 v_W^3 c_p(\lambda); \quad P_T \sim c_p(\lambda), \quad (v_W = \text{const.}). \quad (3)$$

Folglich ist für eine größtmögliche Turbinenleistung der Betrieb bei maximalem c_p -Wert auf dem Turbinenkennfeld erforderlich. Dies bedingt die Wahl des optimalen Pitchwinkels β und der optimalen Schnellaufzahl λ_{opt} (Bild 2a), wobei λ sich wie folgt berechnet:

$$\lambda = \omega_R \cdot R_R / v_W; \quad \lambda_{\text{opt}} = \omega_{R_{\text{opt}}} \cdot R_R / v_W, \quad (R_R - \text{Rotorradius}). \quad (4)$$

Im Bild 3 ist die daraus ableitbare kubische Kennlinie der maximalen Leistungsausbeute erkennbar. Mittels Anpassung der Turbinendrehzahl an die Windgeschwindigkeit kann im Rahmen des zur Verfügung stehenden Drehzahlbandes die maximale Leistungsabgabe erreicht werden. An den Grenzen des Drehzahlbandes muss von den optimalen Arbeitspunkten abgewichen werden. Dadurch entsteht der in Bild 2a gekennzeichnete Bereich für stationäre Arbeitspunkte im Turbinenkennfeld bei optimalem Pitchwinkel β .

Die Einstellung der jeweiligen optimalen Arbeitspunkte erfolgt über die Momenten- bzw. Leistungs-Vorsteuerung. Die dazu hinterlegte Steuerkennlinie legt für alle Drehzahlen die Leistungsabgabe des Generators fest (Bild 3). Im Bereich der oberen Grenzdrehzahl setzt die Drehzahlregelung ein. Damit wird gleichzeitig die maximale Leistungsabgabe begrenzt. Die Vorgabe einer angepassten Generator-Steuerkennlinie erfordert weiterhin die Berücksichtigung von mechanischen und elektrischen Verlustleistungen. Im Onshore-Bereich werden auch "schalloptimierte" Steuerkennlinien verwendet, um Auflagen von

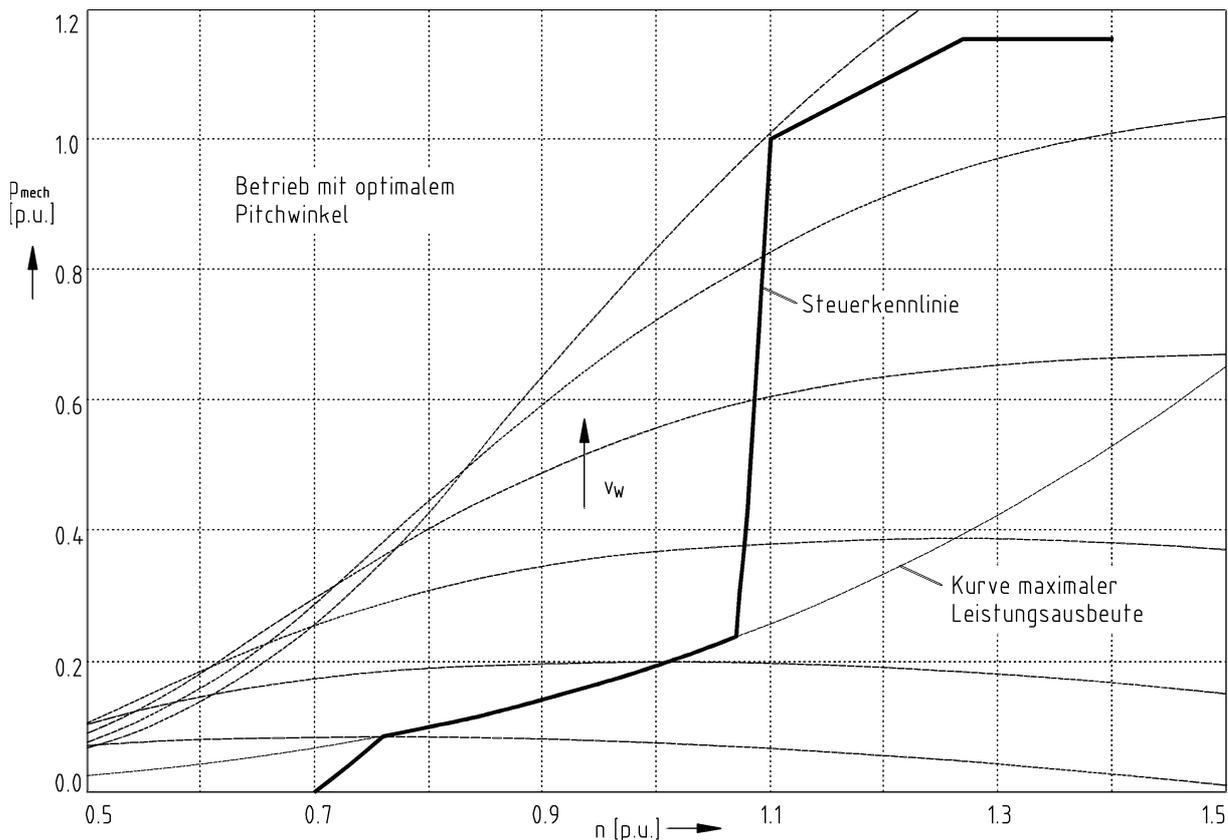


Bild 3: Turbinen-Antriebsleistung $p_{\text{mech}} = f(n, v_w)$ und Steuerkennlinie

Genehmigungsbehörden nachzukommen.

Die Blindleistung wird üblicherweise auf Null geregelt. Die Einspeisung mit $\cos \varphi = 1$ am Verknüpfungspunkt entspricht derzeit den Forderungen der Netzbetreiber.

5. Theoretische und praktische Möglichkeiten zur Primärregelung

Die nach [5] den Kraftwerken zugeteilte Regelleistung soll stationär bei einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz aktiviert sein. Nach spätestens 30 s muss sie vollständig zur Verfügung stehen [1]. Geht man von den bei thermischen Kraftwerken üblichen 10 % Primärregelstatik aus, so ergibt sich eine vorzuhaltende Regelreserve von ± 4 % der Anlagen-Nennleistung.

Aufgrund der stark veränderlichen Windgeschwindigkeit wird bei Windkraftanlagen während des Betriebes laufend der gesamte Leistungsbereich der Windkraftanlage durchfahren. Die positive Leistungsreserve kann demzufolge wegen der Abhängigkeit vom nicht beeinflussbaren Windleistungsangebot nicht ständig garantiert werden. Eine negative Leistungsreserve könnte dagegen bei Schwachwind in den Leistungsbezugsbereich übergehen. Aufgrund dieser instationären Arbeitsweise ist nur eine arbeitspunktabhängige Leistungsreserve

denkbar. Diese Reserveleistung könnte in Anlehnung an die vorher genannten Überlegungen ± 4 % der momentanen Wirkleistung betragen.

Gemäß den DEWI-Prognosen [9] können bis zum Jahre 2030 Offshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 26 GW installiert sein. Werden diese Windparks in die Primärregelung einbezogen, ergibt sich eine nicht unerhebliche frequenzstützende Sekundenreserve, die mit Hilfe von Windprognosen in die Tagesplanung einbezogen werden kann. Vergleichmäßigungseffekte aufgrund der räumlichen Verteilung der Windparks würden bewirken, dass sich die Aktivierung der Leistungsreserven aus den üblichen Windleistungsgradienten der Gesamtregelzone herausheben würde.

Die stationäre Leistung einer WKA errechnet sich nach Gleichung (3). Soll also bei gleicher Windgeschwindigkeit v_w eine Reserveleistung von ± 4 % aktiviert werden, muss der Leistungsbeiwert c_p der Turbine um eben diesen Prozentanteil verändert werden. Theoretisch sind dazu zwei Vorgehensweisen denkbar:

- a) Änderung des c_p -Wertes über die Schnelllaufzahl
- b) Änderung des c_p -Wertes über den Pitchwinkel.

Durch eine geeignete Änderung der Schnelllaufzahl λ lässt sich bei konstantem Pitchwinkel ein höherer oder geringerer c_p -Wert erreichen. Dazu wäre im Normalbetrieb eine nichtoptimale Drehzahlfahrweise erforderlich. Da wegen des begrenzten Drehzahlbandes jedoch der gesamte obere Bereich rechts und links der optimalen Schnelllaufzahl genutzt wird, würde sich auf dem Maximum der $c_p(\lambda)$ - Kurve ein Arbeitspunkt ergeben, an dem keine positive Regelleistung zur Verfügung stehen würde.

Durch eine entsprechende Änderung des Pitchwinkels stünde dagegen für alle Arbeitspunkte eine Reserveleistung zur Verfügung. Wie der Vergleich einer typischen $c_p(\lambda)$ - Kurvenschar für verschiedene Pitchwinkel zeigt, ist die Differenz der c_p -Werte bei gleichen Schnelllaufzahlen und unterschiedlichen Arbeitspunkten jedoch nicht konstant (Bild 2b, 4b oben). Die Ursache ist die nichtlineare Charakteristik der Turbinen. Nur durch gleichzeitige Änderung der Schnelllaufzahl λ über die Drehzahl ist eine konstante Leistungsdifferenz erreichbar. Dabei sollte für die Nennfrequenz der Pitchwinkel konstant bleiben, da der Pitchantrieb bei WKA aufgrund der Anordnung im rotierenden Teil eine sensible Baugruppe darstellt.

Des weiteren wäre für Netzregelaufgaben die dynamisch „richtige“ Bereitstellung der Reserveleistung wünschenswert. Für eine Leistungserhöhung muss sich also stationär eine geringere Drehzahl einstellen, damit direkt nach Eintritt der Frequenzabsenkung eine Ausspeicherung kinetischer Energie aus dem rotierenden Turbinen-Maschinensatz erfolgen kann. Bei typischen Anlaufzeitkonstanten T_m von etwa 10 s hat dabei die Rotationsenergie einen nicht unerheblichen Einfluss. Bei Leistungsabsenkung ist dementsprechend eine Drehzahlerhöhung erforderlich, um dem Netz bereits während der dynamischen Ausgleichsvorgänge Energie zu entziehen. Für diese Überlegungen lässt sich eine ideale Turbinencharakteristik nach Bild 4a (oben) ableiten. Die daraus resultierenden Leistungs-

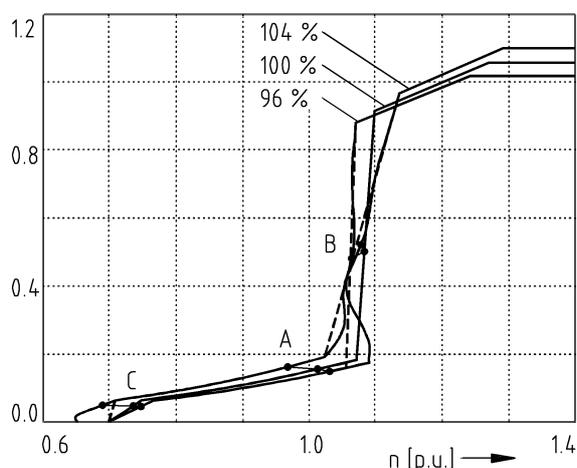
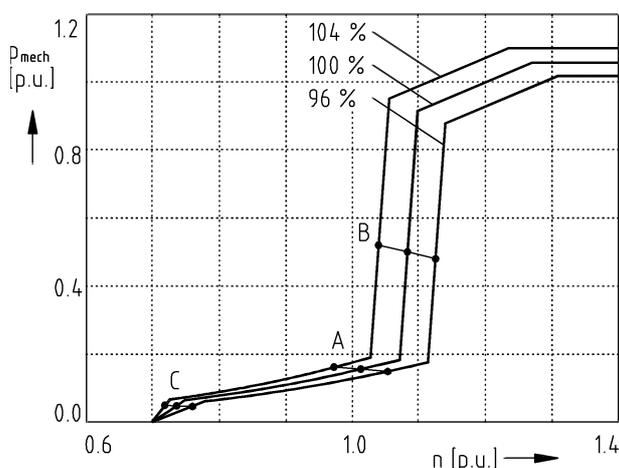
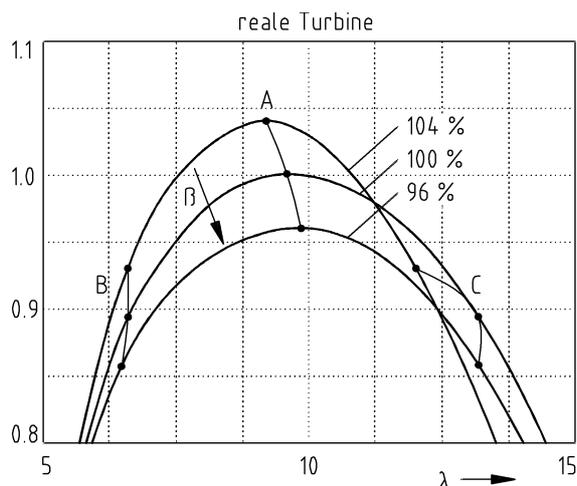
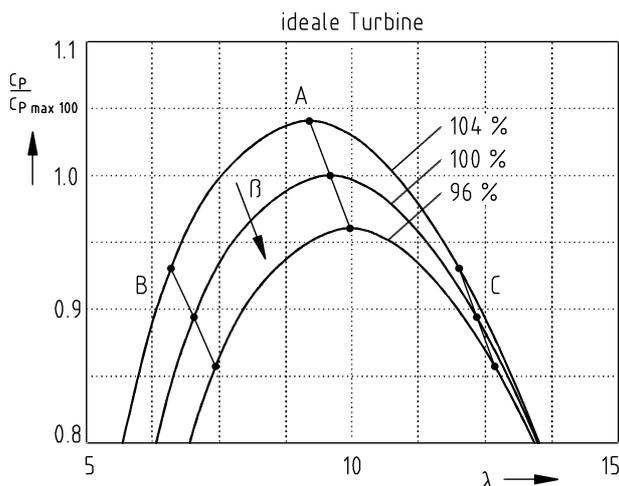


Bild 4a: Ideale Turbine

Bild 4b: Reale Turbine

Steuerkennlinien für Normalbetrieb (100 %), maximal positiver (104 %) und minimal negativer (96 %) Leistungsreserve würden dem Verlauf nach Bild 4a (unten) folgen. Jedem Punkt auf der 100%-Steuerkennlinie lassen sich korrespondierende Punkte auf der 104%- und der 96%-Steuerkennlinie zuordnen, die einer Leistungsdifferenz von exakt 4 % entsprechen und das dynamisch „richtige“ Verhalten aufweisen. Beispielhaft sind hier die korrespondierenden Punktgruppen für die Arbeitspunkte A, B und C auf der $c_p(\lambda)$ -Kurvenschar und auf den zugehörigen Steuerkennlinien $p(n)$ dargestellt. Derzeit im Einsatz befindliche Flügelprofile entsprechen diesem idealen Verhalten nicht (Bild 4b oben), da die Auslegung der Turbinen für die Belange der Leistungsreservehaltung und das dynamische Verhalten bei der Aktivierung bisher keinen Einfluss hatte. Der Einsatz dieser verfügbaren Flügelprofile zur Primärregelung ist dessen ungeachtet möglich. Die stationären Leistungskennlinien zeigen beim realen wie beim idealen Flügelprofil den Verlauf nach Bild 5. Es kann dabei aber nicht für alle Arbeitspunkte das ideale dynamische Verhalten erreicht werden (vgl. Bild 4b unten).

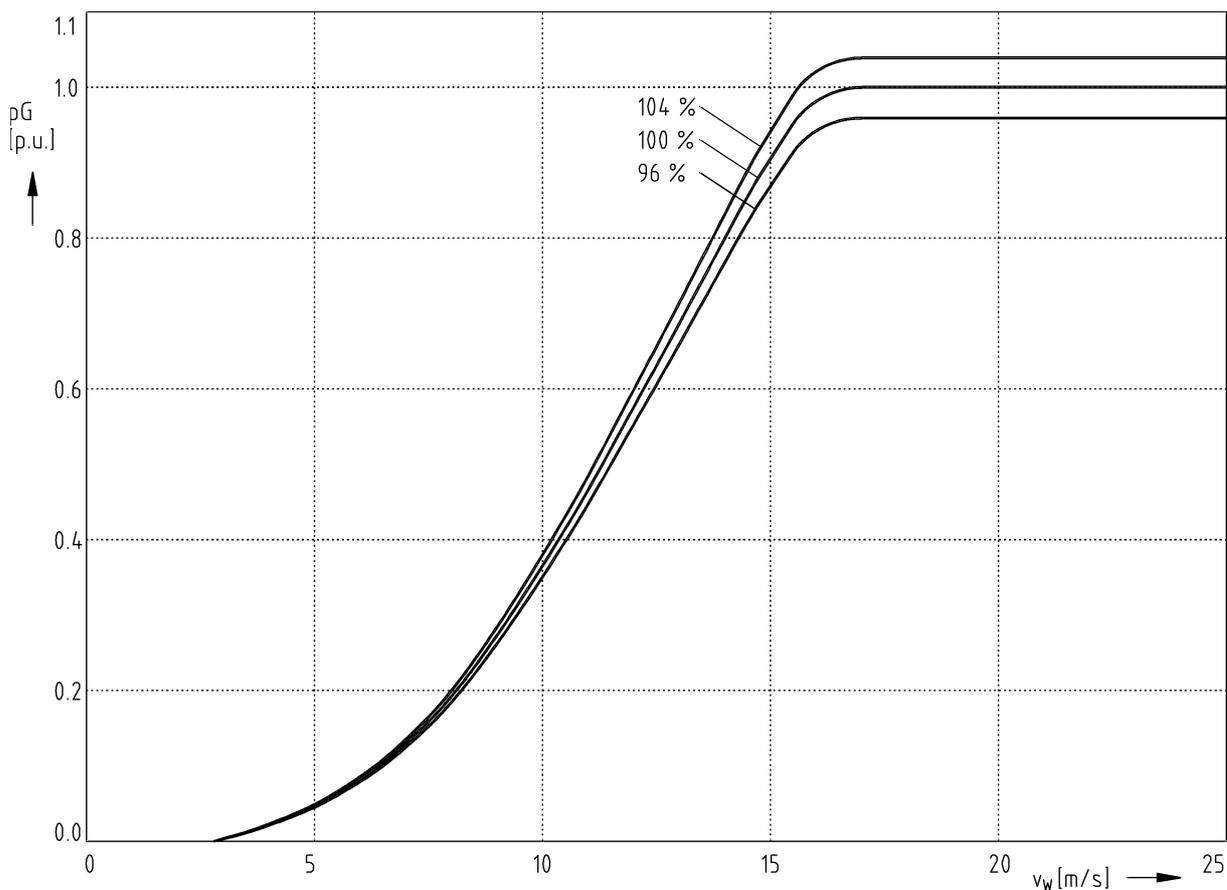


Bild 5: Leistungskennlinie einer WKA mit Primärregelreserve von $\pm 4 \%$

6. Möglichkeiten zur Blindleistungsregelung

Der Einsatz der doppelgespeisten Asynchronmaschine als Generator bietet die Möglichkeit zur Wirk- und Blindleistungsregelung. Für die Erarbeitung einer Regelkonzeption wurde zunächst versucht, die bei bestehenden Anlagen vorhandene Blindleistungsreserve abzuschätzen. Für das Potenzial an lieferbarer Blindleistung ist die zulässige Erwärmung des Generators und des rotorseitigen Umrichters durch Stromwärmeverluste maßgebend.

Mit Hilfe der Modellgleichungen (siehe Abschnitt 7) und unter Berücksichtigung der Steuerkennlinie für übliche Fahrweise wurde das Leistungsdiagramm erstellt (Bild 6). Als Randbedingung wurde dabei jeweils der Statorstrom i_S bzw. der Rotorstrom i_R auf seine Nenngröße begrenzt. Die schraffierte Fläche stellt den Arbeitsbereich dar, in der gleichzeitig beide Nennströme nicht überschritten werden. Dies kann als erster Anhaltspunkt zur Vermeidung einer unzulässigen Erwärmung dienen. Für konkrete Anwendungen sind noch genauere Untersuchungen notwendig, um die Einflüsse von variierender Drehzahl und veränderter Aufteilung der Wärmequellen im Generator zu berücksichtigen. Dies könnte den Arbeitsbereich speziell im kapazitiven Bereich noch

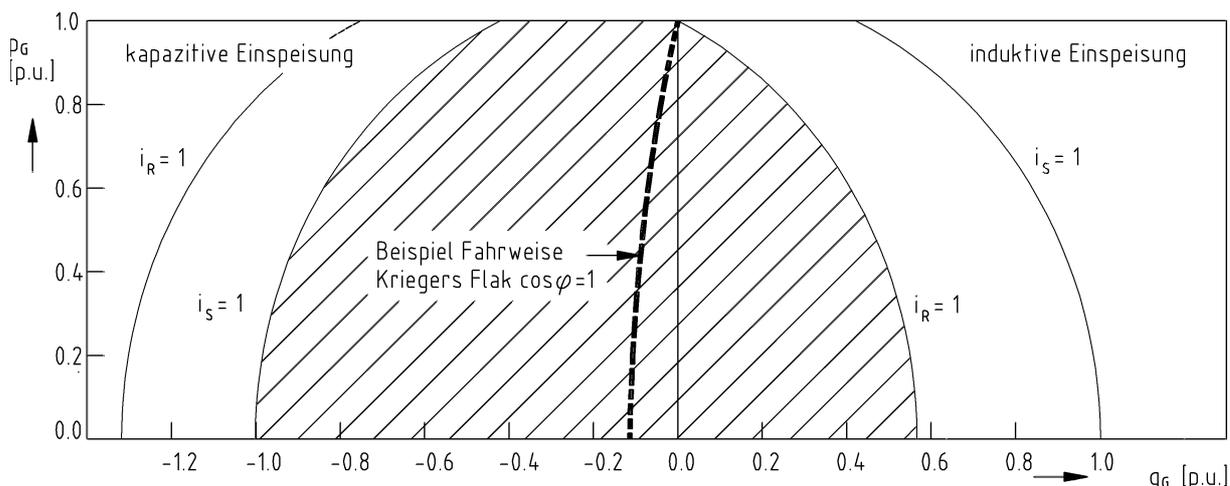


Bild 6: Leistungsdigramm bei Normalauslegung

einschränken. Generell stehen jedoch Möglichkeiten zur Verfügung, die mit denen der Synchronmaschine vergleichbar sind. Ist aber beispielsweise die Lieferung von induktiver Blindleistung bei Volllast notwendig, müssen die Generatoren für höhere Nennleistungen ausgelegt werden.

Ein weiteres zu betrachtendes Problem ist die Auslegung des rotorseitigen Zwischenkreisumrichters. Für das in Bild 6 gezeichnete Leistungsdigramm ist der in vorhandenen Anlagen eingesetzte Umrichter aus Sicht der Ströme geeignet, da der Nenn-Rotorstrom nicht überschritten wird. Es ist jedoch zu prüfen, ob die Zwischenkreisspannung des Umrichters immer ausreichend hoch ist, um die entsprechende Blindleistung liefern zu können.

Für den Windpark Kriegers Flak mit Anschluss an den 380-kV-Netzknoten Bentwisch wäre eine $\cos\phi$ - oder eine Spannungsregelung am Anschlussknoten denkbar. Dazu muss neben kapazitiver Ladeleistung für das Seekabel je nach Bedarf auch induktive oder kapazitive Blindleistung für das Verbundnetz bereitgestellt werden. Bedingt durch die schwankende Wirkleistungslieferung des Windparks ändert sich der Blindleistungsbedarf ständig. Aufgrund der schnellen Regelbarkeit sind die WKA in der Lage, den schwankenden Anteil bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen. Um die elektrischen Maschinenverluste dabei gering zu halten, ist für die WKA eine Leistungsabgabe um den Bereich $\cos\phi = 1$ anzustreben. Folglich sollte der Blindleistungsgrundbedarf von idealerweise verteilten statischen Kompensatoren gedeckt werden.

Dies entspricht der Planung gemäß Bild 1. Die Kompensatoren sollten so ausgelegt sein, dass das leerlaufende Seekabel vollständig kompensiert ist. Auf diese Weise kann auch bei abgeschaltetem Windpark ein $\cos\phi = 1$ erreicht werden. Die WKA können dann die bei Einspeisung erforderliche zusätzliche induktive Blindleistung liefern. Dazu müssen die Generatoren gemäß Bild 6 für etwa 5 bis 10 % größere Rotorströme ausgelegt werden.

Im weiteren soll die Möglichkeit einer $\cos\phi$ -Regelung ($\cos\phi = 1$) unter Verwendung von für Anlagen-Nennleistung ausgelegte Generatoren untersucht werden. In diesem Fall müssen

die statischen Kompensatoren den Blindleistungsbedarf bei Nennleistung des Windparks decken, während die WKA die Differenz am Anschlusspunkt ausregeln.

Die für diese Fahrweise ermittelte Leistungskurve ist im Leistungsdiagramm (Bild 6) gestrichelt eingezeichnet. Es ist erkennbar, dass nur ein geringer Teil des Blindleistungspotenzials ausgenutzt wird.

7. Modellierung einer Offshore-Windkraftanlage mit Primärregelvermögen

Zur ausführlichen Untersuchung der Vorgänge in Windpark und Netz bei Normalbetrieb und bei Störfällen wurde ein den Anforderungen nach Abschnitt 4 und 5 entsprechendes Modell einer Offshore-Windkraftanlage mit Primärregelvermögen erstellt. Bild 7 zeigt dazu das allgemeine Signalflussbild mit den Wechselwirkungen zwischen Einzelanlage und Netz. Vernachlässigbare Effekte mit geringfügigem Einfluss oder kleinen Zeitbereichen wie Triebstrang- und Blattschwingungen, Turmstauereffekt bzw. umrichterbedingte Oberschwingungen blieben unberücksichtigt. Der Frequenzumrichter wird durch ideales Übertragungsverhalten unter Abzug von Verlusten nachgebildet.

Im Unterschied zur WKA nach heutigen Erfordernissen wurde ein Primär- und ein Blindleistungsregler eingefügt. Der Primärregler wirkt zum einen auf den Drehzahlregler um den Normal-Pitchwinkel im Teillastbereich und die jeweils benötigte obere Leistungsgrenze im Volllastbereich einzustellen. Zum anderen wirkt er auf den Leistungsregler, um die für den aktuellen Pitchwinkel gültige Steuerkennlinie auszuwählen. Die Beteiligung der einzelnen WKA an der Summen-Blindleistungsregelung muss ein übergeordneter Parkregler zuordnen.

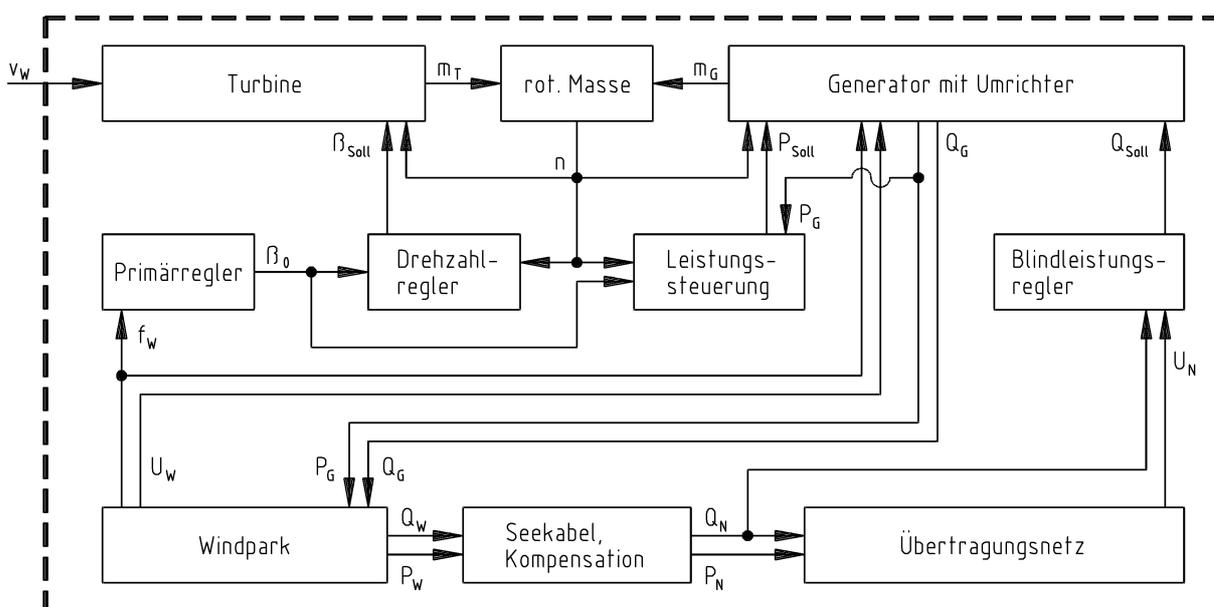


Bild 7: Signalflussbild Einzelanlage - Netz

Die Parametrierung entspricht einer 5-MW-Anlage. Die Vorlage für die Turbinencharakteristik bildet das Flügelprofil einer üblichen Anlage der Megawatt-Klasse. Die ermittelten Steuerkennlinien-Felder sind für eine arbeitspunktabhängige Reserveleistung von $\pm 4\%$ ausgelegt. Dabei muss für jeden Frequenzwert zwischen oberer und unterer Grenzfrequenz stufenlos eine Leistungs-Steuerkennlinie anwählbar sein.

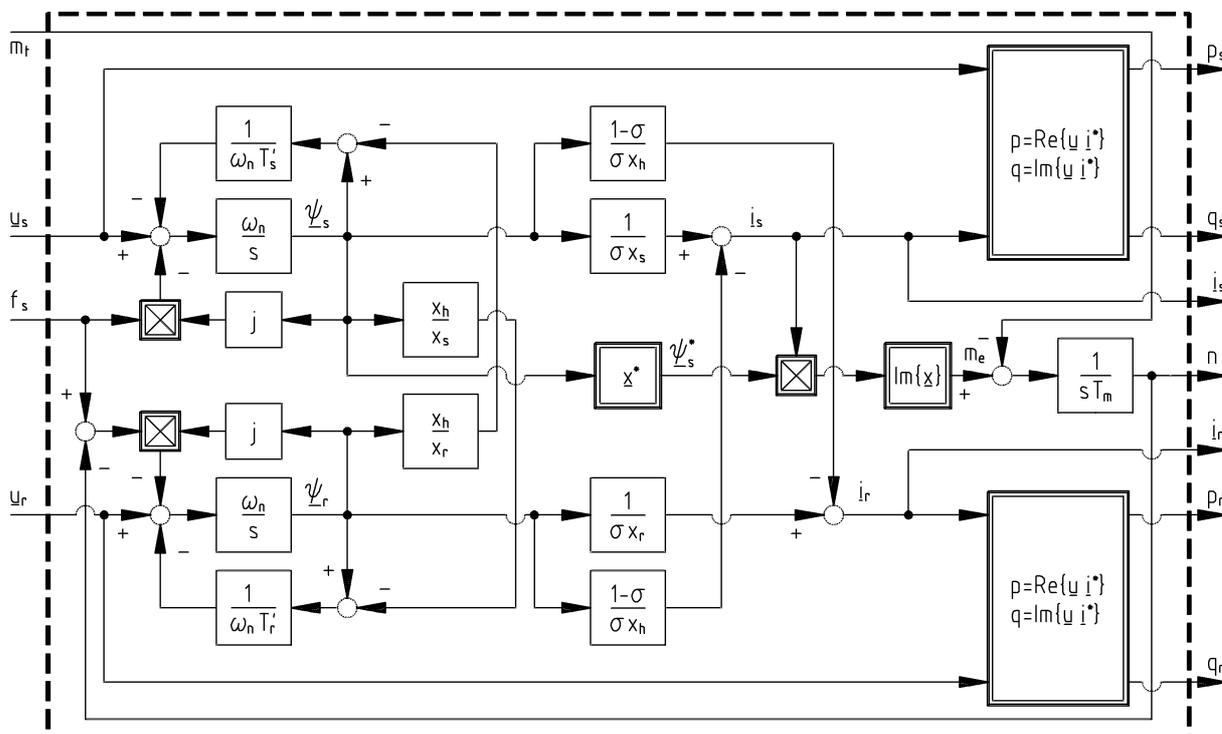


Bild 8: Modell der doppeltgespeisten Asynchronmaschine

Das Modell der doppeltgespeisten Asynchronmaschine nach [10] (Bild 8) entspricht den Erfordernissen als Schnittstelle für Netzberechnungsprogramme mit Effektivwert-Simulation (P-Q-Knoten). Zusammen mit einem Verbundnetz-Modell, in dem die Erzeugungseinheiten mit den Primär- und Sekundärreglern berücksichtigt sind, können die Vorgänge bei Netz-Störfällen ausführlich untersucht werden.

8. Simulation

Um die Funktionsfähigkeit und das Betriebsverhalten eines Offshore-Windparks mit Primärregelung zu untersuchen, wurden Simulationen bei verschiedenen Störfällen durchgeführt. Der Windpark Kriegers Flak wurde durch eine Ersatzanlage nachgebildet. Da die Berechnung in bezogenen Größen erfolgt, sind die Ergebnisse grundsätzlich auf den gesamten Windpark verallgemeinerbar. Für genauere Betrachtungen müssen noch Beeinflussungs- und Ausgleicheffekte der Windkraftanlagen untereinander berücksichtigt

werden. In Bild 1 ist die verwendete Schaltung dargestellt. Der Windpark ist mit einer $\cos\phi$ -Regelung ausgerüstet, die den Sollwert $\cos\phi = 1$ am Anschlusspunkt im UW Bentwisch ausregelt. Die Kompensatoren sind gemäß Abschnitt 6 so ausgelegt, dass bei Nennleistung des Windparks eine vollständige Kompensation vorliegt. Ausgehend von unterschiedlichen Arbeitspunkten werden Störfälle im Verbundnetz simuliert, die verschiedene Frequenzabweichungen auslösen und damit die Regelreserven des Windparks aktivieren.

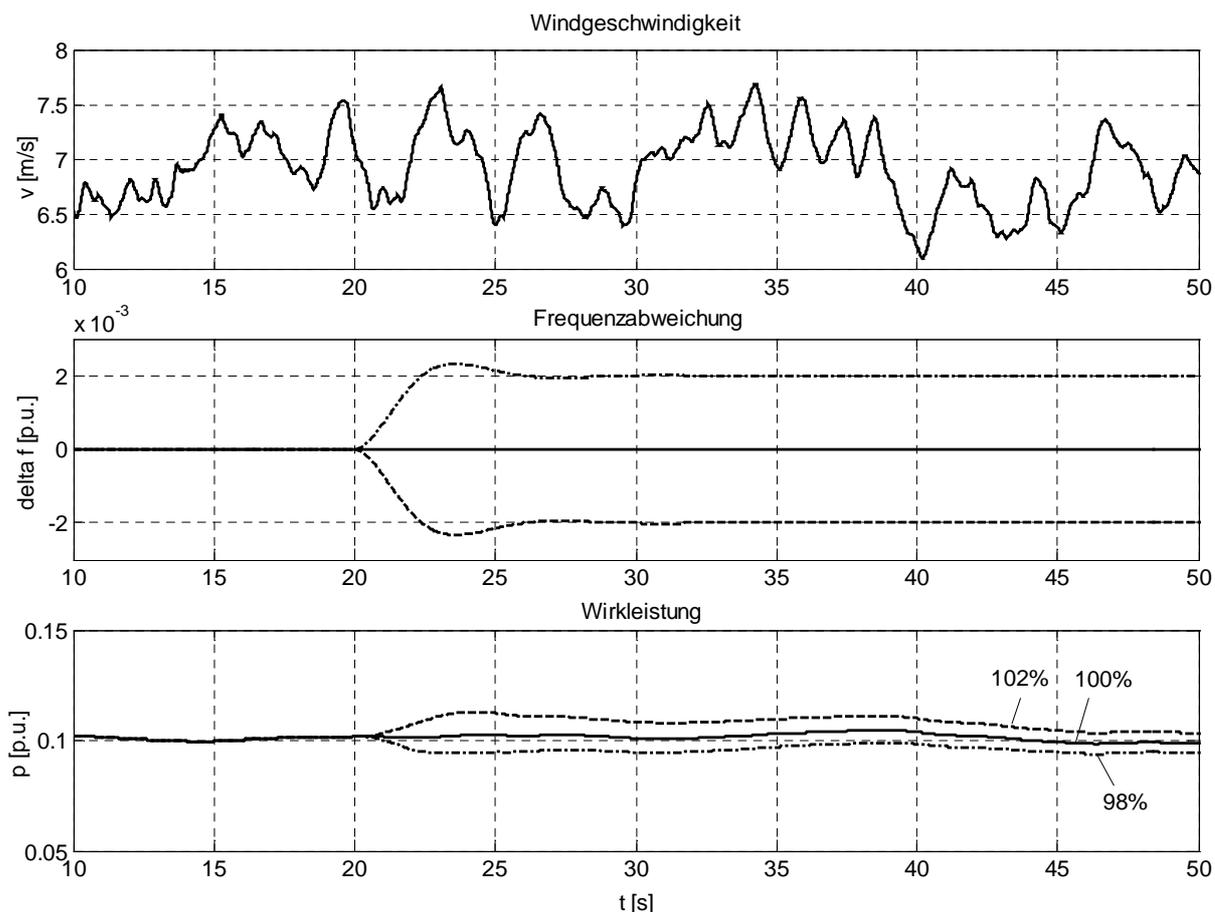


Bild 9: Darstellung der WKA-Leistung für verschiedene Störfälle

Bild 9 zeigt die Reaktion des Windparks bei Windverhältnissen um etwa $v_w = 7$ m/s. Die WKA arbeiteten hier auf der kubischen Leistungskennlinie (vgl. Bild 3). Wegen der geringen Anstiegssteilheit der Steuerkennlinie in diesem Arbeitsbereich ist die Leistungsabgabe gegenüber dem Windverlauf stark geglättet. Böen werden in Rotationsenergie umgewandelt und vergleichmäßig an das Netz abgegeben.

Für den gleichen Verlauf der Windgeschwindigkeit sind zusätzlich zum Verlauf ohne Störung ab dem Zeitpunkt $t = 20$ s zwei Störfälle mit $\Delta f = +100$ mHz (0,002 p.u.) und $\Delta f = -100$ mHz ($-0,002$ p.u.) simuliert. Entsprechend der am Primärregler eingestellten Primärregelstatik von $\sigma = 10\%$ steigt bzw. sinkt die abgegebene Leistung um 2 %. Der Übergangsvorgang läuft dynamisch „richtig“ ab.

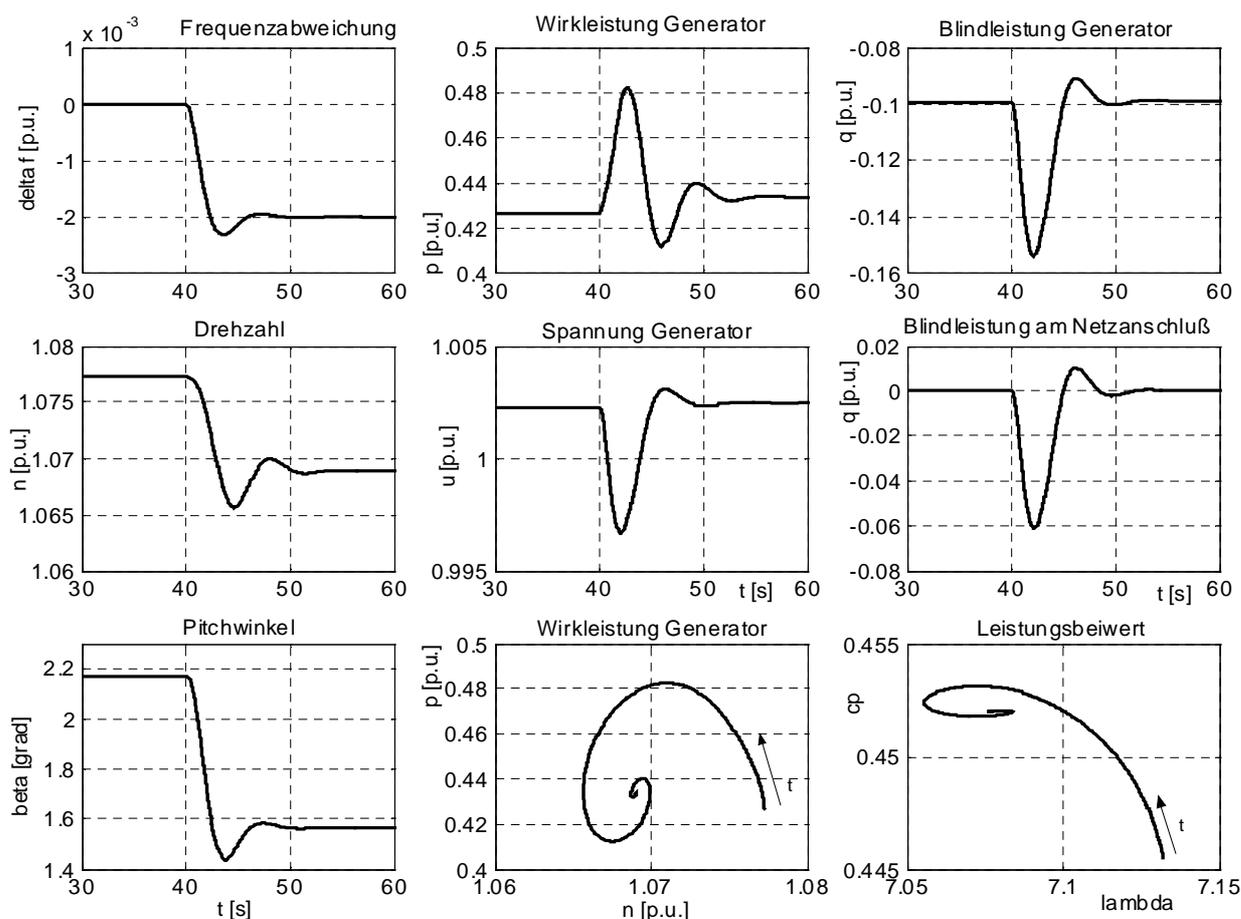


Bild 10: Zeitverläufe nach einer Frequenzabweichung von $\Delta f = -100$ mHz, $v_w = 11$ m/s

Zur Verdeutlichung der internen Vorgänge der WKA ist in Bild 10 das Verhalten nach einem Frequenzeinbruch von $\Delta f = -100$ mHz bei konstanter Windgeschwindigkeit von 11 m/s dargestellt. Mit dem Frequenzeinbruch erfolgt eine Verringerung des Pitchwinkels um ca. $0,6^\circ$. Folglich steigen Leistungsbeiwert und Leistung um ca. 2 %. Der neue Arbeitspunkt stellt sich bei geringerer Drehzahl ein. Die frei werdende Rotationsenergie wird im Übergangsvorgang abgegeben und trägt zur Verzögerung der Frequenzabsenkung im Netz bei.

Am Ende des dynamischen Vorganges stellt sich ein neues Spannungs-Blindleistungsgleichgewicht ein, wobei die Blindleistung am Einspeisepunkt zu Null geregelt wird. Dies bedingt stationär eine geringfügig höhere Klemmenspannung am Generator und eine geringfügige Verringerung der eingespeisten kapazitiven Blindleistung. Die Dauer der Übergangsvorgänge wird durch die mechanische Zeitkonstante T_m geprägt, da diese wesentlich größer ist als die Zeitkonstanten der Spannungs-Blindleistungsregelung.

Bild 11 stellt die Zeitverläufe bei gleichen Voraussetzungen nach einer Frequenzerhöhung um $\Delta f = +100$ mHz dar. Die Vergrößerung des Pitchwinkels um ca. $0,4^\circ$ bewirkt eine Abnahme des Leistungsbeiwertes und damit eine Leistungsverringerung um etwa 2 % bei gleichzeitiger Absenkung der Drehzahl. Hier zeigt sich der Falschregeffekt, es muss

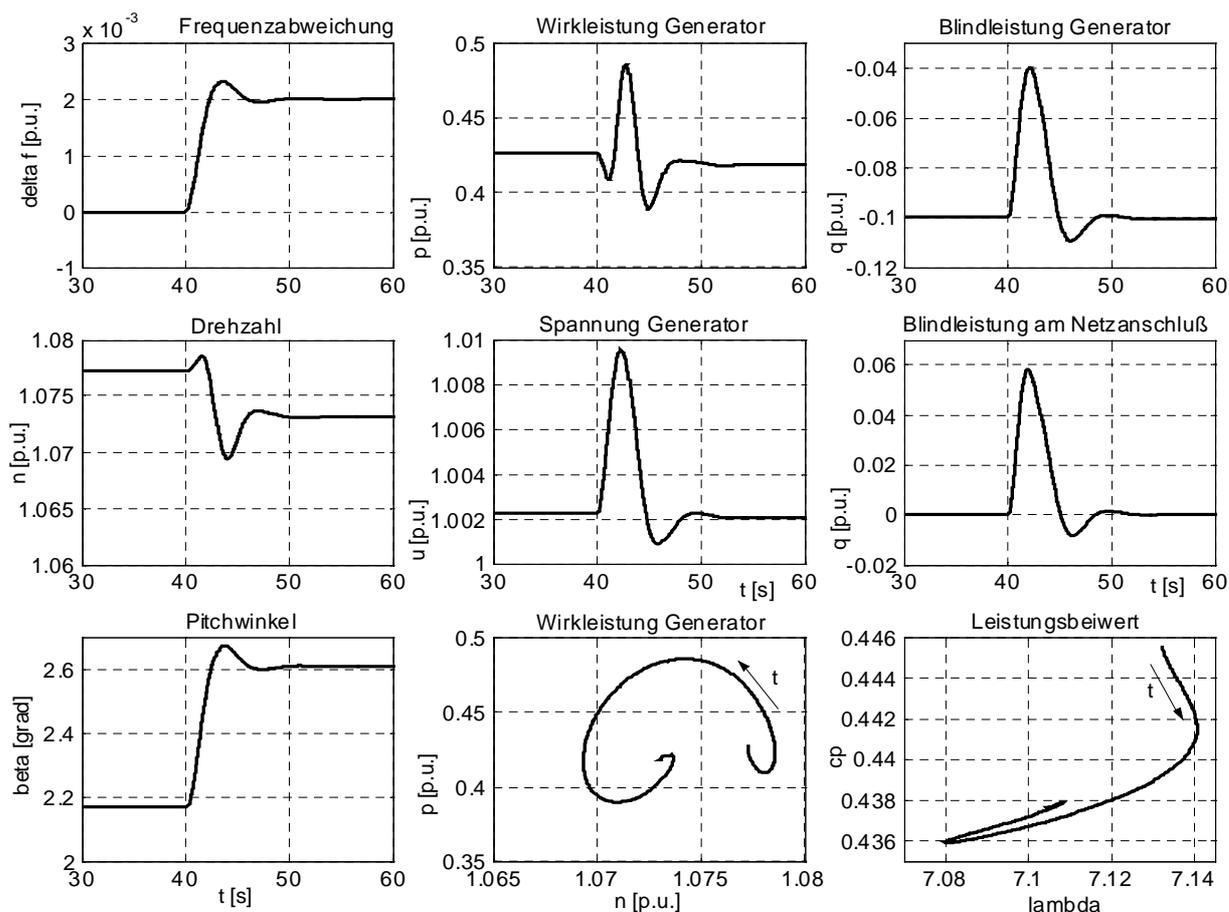


Bild 11: Zeitverläufe nach einer Frequenzabweichung von $\Delta f = +100$ mHz, $v_w = 11$ m/s

zunächst Rotationsenergie ausgespeichert werden, um auf den neuen Arbeitspunkt geringerer Leistung zu gelangen. Durch gezielte Einflussnahme auf die Auslegung der Flügelprofile kann dieser Effekt vermieden werden.

Durch gezielte Beeinflussung der Leistungs-Vorsteuerung in den Übergangsvorgängen ist es möglich das in den Bildern 10 und 11 sichtbare Überschwingen abzdämpfen. Dadurch werden Leistungsspitzen verringert, was aber auch gleichzeitig eine Verlängerung der Übergangsvorgänge bewirkt.

9. Zusammenfassung

Der weitere starke Ausbau der Windenergienutzung führt zu neuen Anforderungen an WKA und Übertragungsnetz. Speziell die geplanten großen Offshore-Windparks mit Leistungen bis in den Bereich mehrerer GW müssen wie Kraftwerke betrachtet werden.

In diesem Beitrag wurde untersucht, welche damit verbundenen Netzregelaufgaben von Windparks selbst übernommen werden können. Dazu wurde das Modell einer WKA mit Primär- und Blindleistungsregelvermögen erstellt und am Netzmodell untersucht.

Die Ergebnisse zeigen, dass bereits mit heutigen Anlagenkonzepten die Wirkleistung im Sekundenbereich nicht nur abgeregelt, sondern auch erhöht werden kann. Das transiente Verhalten bei der Leistungsaktivierung ist abhängig vom Arbeitspunkt, kann durch Optimierung der Flügelprofile für Primärregelung jedoch verbessert werden. Von den Übertragungsnetzbetreibern muss beurteilt werden, ob und wie die von den WKA vorgehaltene Reserveleistung in die Einsatzplanung einbezogen werden kann. Welche Art der Bereitstellung der Reserveleistung von den Windparkbetreibern gewählt wird, muss auch Ergebnis wirtschaftlicher Betrachtungen sein. Denkbar wäre ebenso die Vorhaltung durch eigene oder externe Kraftwerke, um das Windangebot immer vollständig zu nutzen.

Das Anlagenkonzept der doppeltgespeisten Asynchronmaschine bietet zusätzlich die Möglichkeit der Blindleistungsregelung. Bei entsprechender Dimensionierung der elektrischen Anlage, speziell der Schleifringläufer-Asynchronmaschine und des Spannungs-Zwischenkreisumrichters, ist eine $\cos\phi$ - bzw. Spannungsregelung möglich. Auch hier müssen wieder letztlich ökonomische Aspekte entscheiden, ob dafür die WKA oder gesteuerte Kompensatoren eingesetzt werden.

Literatur

- [1] Weber, H.; Madsen, B.; Asal, H.; Grebe, E.: Kennzahlen der Primärregelung im UCPT-Netz und künftige Anforderungen. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96 (1997), Heft 4, S. 132-137
- [2] Transforming UCTE Rules and Recommendations into binding Security and Reliability Standards. UCTE, 04.10.2002
- [3] GridCode 2000, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. DVG, Heidelberg, 2000
- [4] Der GridCode, Kooperationsregeln für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. DVG, Heidelberg, 1998
- [5] Aufteilungsschlüssel für die Primärregelleistung im UCPT-Synchronverbund. DVG, Heidelberg, 14.04.1998
- [6] Ergänzende Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen. E.ON Netz GmbH, Dezember 2001
- [7] Amlang, B.; Arsudis, D.; Leonhard, W.; Vollstedt, W.; Wefelmeier, K.: Elektrische Energieversorgung mit Windkraftanlagen. Abschlußbericht BMFT Forschungsvorhaben 032-8265-B, Institut für Regelungstechnik der TU Braunschweig, April 1992
- [8] Gasch, R.: Windkraftanlagen. 3. Auflage, Stuttgart: Verlag B. G. Teubner, 1996
- [9] Neumann, T.; Neddermann, B.: Studie „Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz“. DEWI Magazin Nr. 22, Februar 2003
- [10] Bühler, H.: Einführung in die Theorie geregelter Drehstromantriebe. Basel, Stuttgart: Birkhäuser Verlag, 1977