

DUALE ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG BEI ZUNEHMENDER WINDKRAFTEINSPEISUNG

DUAL ELECTRIC POWER SUPPLY WITH INCREASING WIND POWER GENERATION

Ernst Welfonder¹, M. Kurth¹, H.-B. Tillmann²

¹Universität Stuttgart, ²Vattenfall Berlin

Kurzfassung

Anhand des verbundgekoppelten ostdeutschen VEAG-Netzes ist für den kritischen Fall des Schwachlastbetriebes untersucht worden,

- bis zu welchem Betrag eingespeiste Windkraftleistung durch das Zurückfahren konventioneller Kraftwerksblöcke ausgeglichen werden kann, sowie
- bis zu welchem Betrag Windkraftleistung in das Hochspannungsnetzes eingespeist und übertragen werden kann.

Aufbauend darauf wird ein erweitertes Sekundärregelkonzept vorgestellt, mittels dessen sich die summarisch, d.h. deutschland- bzw. verbundnetzweit erzeugte regenerative Leistung lastanteilig auf die verschiedenen Verbundnetzpartner aufteilen lässt. Es wird gezeigt, dass dieses erweiterte Sekundärregelkonzept auch hierarchisch gestuft einsetzbar ist.

Abstract

On the example of the East German power system – being coupled to the European interconnected grid - there has been investigated for low load situations

- up to which amount wind power generation can be fed in and transported through the high voltage transmission network as well as
- up to which amount wind power can be overtaken by reducing the power generation of the normal power plant units as far as possibly.

Based on this an advanced secondary control concept (tie line bias control concept) is introduced for a fair splitting up of the whole renewable power generation, which is fed into the interconnected power system, to the different grid partners.

1. Einführung

In den vergangenen zehn Jahren hat der Einsatz von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und besonders von Windkraftanlagen stark zugenommen. So betrug die installierte Windkraft-Leistung, wie in Bild 1 veranschaulicht, im Jahr 2001 in West-Europa bereits 17,3 GW und davon in Deutschland allein 8,8 GW. Im Verlauf des Jahres 2002 soll die installierte Leistung gar auf 20,9 GW bzw. 11,3 GW ansteigen [1].

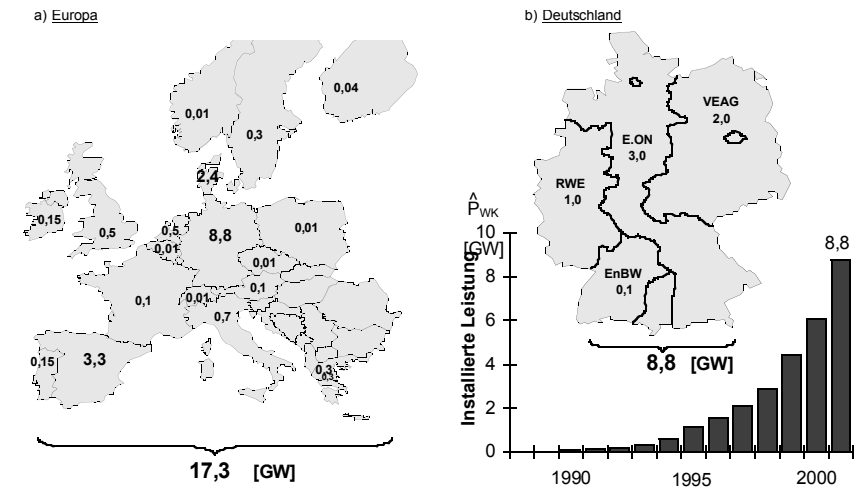


Bild 1: Installierte Windkraft-Leistung (Stand: Ende 2001)

Die weiterhin zu erwartende starke Zunahme in Deutschland beruht zum einen auf dem dortigen Erneuerbare-Energien-Gesetz [2], laut dem derzeit bis zu 9 Ct/kWh für Windkrafteinspeisung vergütet werden, und zum andern auf dem vorgesehenen Bau großer Off-Shore-Windparks.

Zwar ist die jährlich per Windkraft erzeugte elektrische Energie innerhalb des gesamten europäischen Netzverbundes noch relativ gering. Dennoch ist der prozentuale Anteil an Windkrafterzeugung besonders in Nord- und Ostdeutschland zeitweise bereits erheblich, d.h. bei hohen Windstärken zu Schwachlastzeiten. Bei weiterem Ausbau der Windkrafterzeugung kann es gar zu betriebstechnisch notwendigen Begrenzungen seitens der eingesetzten konventionellen Kraftwerke sowie innerhalb des Hochspannungsübertragungsnetzes kommen [3, 4].

Dieser Tatbestand sowie die daraus resultierenden Konsequenzen für den Kraftwerks- und Netzbetrieb werden im Folgenden anhand einer anwendungsbezogenen Untersuchung am Beispiel des VEAG¹-Netzes erläutert.

2. Kraftwerks- und Netz-Nachbildung

Den nachfolgenden Simulationsuntersuchungen liegt das detaillierte Netzdynamikmodell der Universität Stuttgart [5a,b] zugrunde, mittels dessen das gesamte UCTE/CENTREL-Netz einschließlich der einspeisenden Kraftwerksblöcke und dynamischen Lasten detailliert nachgebildet wird.

Bild 2 gibt einen Überblick über das nachzubildende 380/220-kV-Hochspannungsübertragungsnetz der VEAG. Wie zu ersehen, erfolgt die Einspeisung der konventionellen – d.h. der nicht erneuerbare Energie erzeugenden – Kraftwerke vorwiegend von Südosten aus, und zwar seitens der dortigen braunkohlegefeuerten Kraftwerksblöcke mit Nennleistungen im Bereich von 500 und 930 MW.

Die Vielzahl von Windkraftanlagen, die dezentral in das Netz einspeisen, werden vereinfacht durch 22 regional angeordnete Ersatz-Windparks mit Nennleistungen im MW- bis GW-Bereich berücksichtigt, und zwar südlich Berlins, d.h. „im Süden“ des langgestreckten VEAG-Netzes, 13 Windkraftparks und „im Norden“ fünf Windkraftparks sowie zukünftig vier Windkraftparks off-shore entlang der Ostseeküste. Die bei den nachfolgenden Untersuchungen jeweils zugrunde gelegte Windkrafteinspeisung in das VEAG-Netz ist in Bild 2b veranschaulicht.

Die Netzanbindung der nachzubildenden Ersatz-Windparks [6] erfolgt wie in Bild 2c skizziert auf 220/380-kV-Ebene. Die Windparks sind nicht spannungsgeregelt und speisen vorwiegend Wirkleistung ein. Es wird davon ausgegangen, dass eventuell vorhandene Blindleistungsanteile vor Ort kompensiert werden. Die nachgebildeten Ersatz-Windparks weisen damit das Verhalten „negativer Verbraucher“ auf.

Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass die Leistungsfluktuationen, die der stationären Windkrafteinspeisung P_{WK} überlagert sind – gemittelt über alle VEAG-Windparks – $\pm 20\%$ der jeweiligen stationären Windkrafteleistung betragen, d.h. es gilt:

$$P_{WK} = P_{WK} \pm \Delta P_{WK} = (1 \pm 0,2) P_{WK}$$

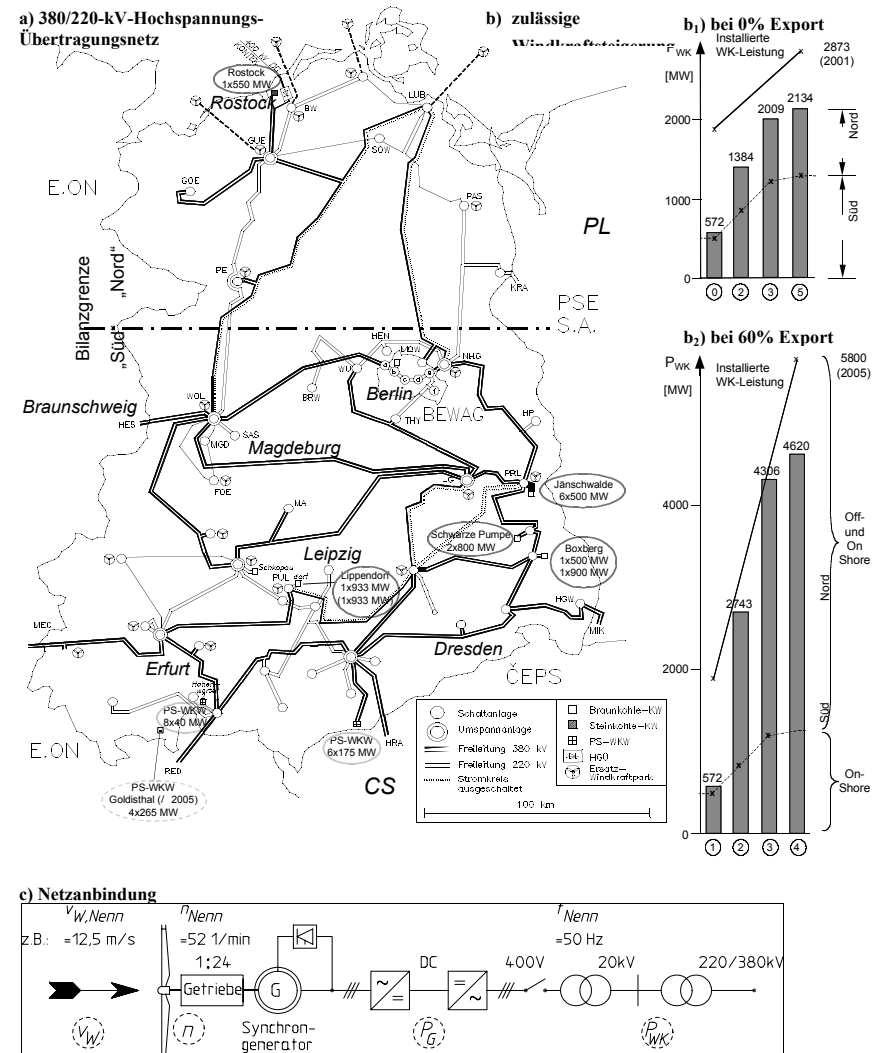


Bild 2: VEAG-Netz mit Windkraft-Einspeisung und – soweit notwendig – von konventionellen Kraftwerken

¹ Seit dem 01.07.2002 sind die deutschen EVUs BEWAG, HEW und VEAG in die Vattenfall Europe integriert worden.

3. Referenzfall

Als Referenzfall dient ein Schwachlast-Betriebszustand, wie er z.B. am 31.12.2000 um 6:41 Uhr innerhalb des VEAG-Netzes vorherrschte mit einer Last von $P_V = 3634$ MW und einer Austauschleistung von $P_A^{(VEAG)} = 1290$ MW, s. Bild 3. Der hohe Leistungsexport beruht im wesentlichen darauf, dass ein 930-MW-Block in Lippendorf im Auftrag VEAG-externer Gesellschaften, nämlich der E.ON und EnBW, betrieben wird und die zu jenem Zeitpunkt erzeugte Blockleistung nach dorthin exportiert worden ist.

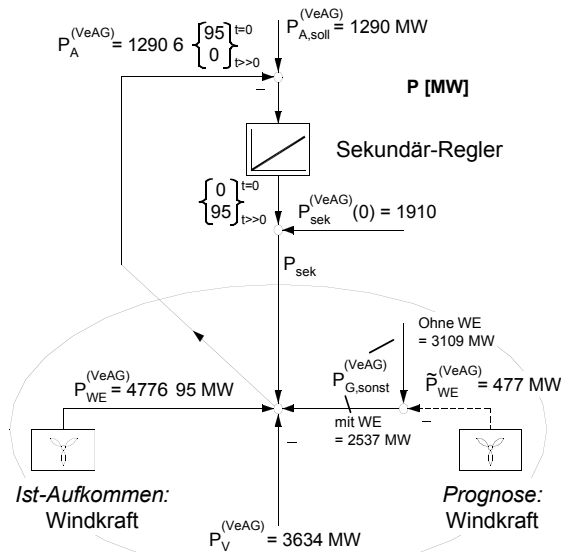


Bild 3: Leistungsaufteilung im Basisfall (0)

Der größte Anteil der Erzeugerleistung wurde bei dem betrachteten Schwachlast-Betriebszustand noch seitens der konventionellen Kraftwerksblöcke bereitgestellt, und zwar

$$P_{sek}^{(VEAG)} = 1910 \pm 95 \text{ MW} \text{ mittels sekundär geregelter Kraftwerksblöcke}$$

$$P_{Gsonst}^{(VEAG)} = 2537 \text{ MW} \text{ mittels primär geregelter bzw. ungeregelter Kraftwerksblöcke.}$$

Die restliche Leistungserzeugung in Höhe von $P_{WK} = 477 \pm 95$ MW, erfolgte bereits mittels Windkraftanlagen. Dieser beschriebene Schwachlast-Betriebszustand dient als Ausgangspunkt der nachfolgenden Untersuchungsszenarien und wird daher als Basisfall (0) bezeichnet.

Die zu jenem Zeitpunkt vorherrschende zugehörige VEAG-Netztopologie ist in Bild 2a veranschaulicht. Die geografische Zuordnung ist anhand der eingetragenen Großstädte sowie Landes- und Netzbetreiber-Grenzen zu ersehen.

4. Untersuchungsszenario I „Ohne Windleistungsexport“

Im ersten Szenario wird die maximal zulässige Windkraftsteigerung betrachtet ohne Möglichkeit eines anteiligen Windleistungsexports zu anderen Übertragungsnetzbetreibern mit prozentual weniger Windkrafteinspeisung.

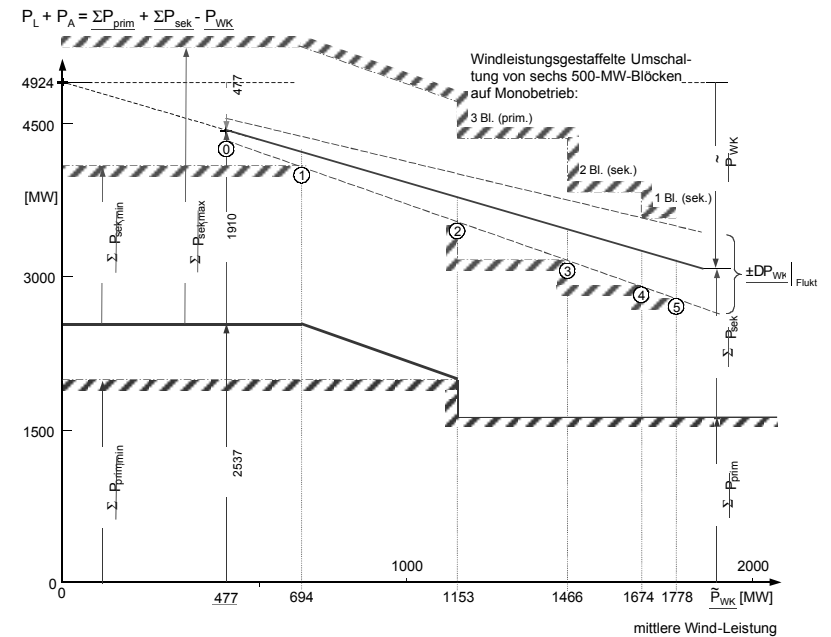


Bild 4: Summarische „Wirkleistungsbilanz“
=> Szenario I „ohne Windleistungs-Export“

4.1 Windleistungsabhängiger Kraftwerkseinsatz

Die Last und der Leistungsexport sind mit $P_L + P_A = 3634 + 1290 = 4924$ MW während des gesamten Szenarios konstant. Somit müssen die in Betrieb befindlichen konventionellen

Kraftwerksblöcke mit zunehmender Windkrafteinspeisung entsprechend zurückgefahren werden. Dieser Sachverhalt ist in Bild 4 veranschaulicht.

Ausgehend vom Basisfall (0) mit einer Windkrafteinspeisung von $P_{WK}^{(0)} = \bar{P}_{WK} \pm \Delta P_{WK} = 477 \pm 95 \leq 572$ MW werden zunächst die sekundär geregelten Kraftwerksblöcke zurückgefahren, die im Duobetrieb bei $P_{WK}^{(1)} = 694 + 139 = 833$ MW ihre untere Einsatzgrenze erreichen. Danach wird die Leistung der vorwiegend primär geregelten Kraftwerksblöcke entsprechend reduziert, bis auch diese bei $P_{WK}^{(2)} = 1153 + 231 = 1384$ MW ihre untere Einsatzgrenze im Duobetrieb erreichen.

Eine weitere Reduktion der Erzeugerleistung ist nur möglich, wenn die sechs 500-MW-Blöcke von Duo- auf Monobetrieb umgeschaltet werden. Bei dieser – historisch bedingten, VEAG-spezifischen – Umschaltmöglichkeit speist im Monobetrieb nur noch einer der zwei Dampfzeuger auf die im Duobetrieb gemeinsame Turbine, vgl. Bild 5.

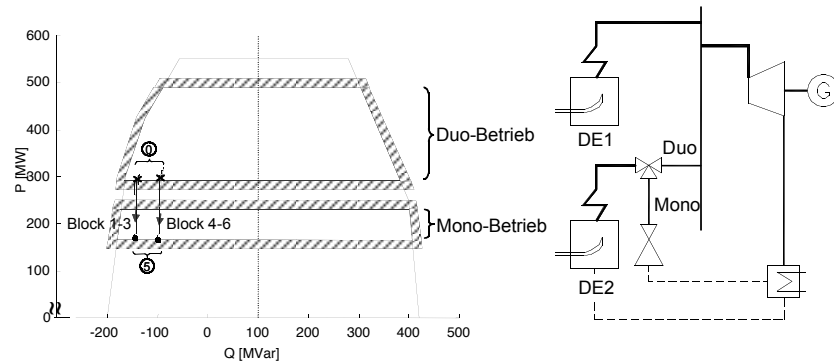


Bild 5: Generator-Leistungsdigramme bei Schwachlastbetrieb, Szenario I bzw. II

Bei Umschaltung der drei nur primär geregelten 500-MW-Blöcke auf Monobetrieb gewinnen die sekundär geregelten Blöcke vorübergehend wieder an Regelspiel, das jedoch bei Steigerung der Windkrafteinspeisung auf $P_{WK}^{(3)} = 1466 + 293 = 1759$ MW bereits wieder aufgezehrt ist. Bei Umschaltung auch der sekundär geregelten 500-MW-Blöcke auf Monobetrieb ist eine weitere Erhöhung der Windkrafteinspeisung auf maximal $P_{WK}^{(5)} = 1778 + 356 = 2134$ MW möglich.

Eine weitere Steigerung der Windkrafteinspeisung ist bei diesem Szenario nicht möglich. Denn die Abschaltungen von Kraftwerksblöcken würde:

- die Verfügbarkeit beeinträchtigen,
- hohe Ab-/Anfahrkosten verursachen und zudem
- das Problem der Spannungshaltung im VEAG-Netz weiter erschweren.

4.2 Generator- und Netzverhalten

Bild 5 zeigt beispielhaft den windleistungsabhängigen Einsatz der 500-MW-Kraftwerksblöcke im Generator-Diagramm. Aufgrund des zugrunde gelegten Schwachlastfalls und der infolgedessen geringen induktiven Belastung werden alle Generatoren stark untererregt betrieben. Zudem sind zur Reduzierung der kapazitiven Ladeleistung Übertragungsleitungen, die bei Schwachlastbetrieb nicht zwingend benötigt werden, abgeschaltet, s. gepunktete Leitungen in Bild 2a.

Da sich die Generator-Kennfeld-Bereiche bezüglich Duo- und Monobetrieb nicht überlappen, muss vor der Umschaltung auf Monobetrieb die Generatorleistung der sekundär geregelten Blöcke angehoben werden. Dies führt aufgrund des dann resultierenden Leistungsüberschusses zu einem vorübergehenden Anstieg der Austauschleistung, die jedoch binnen von Minuten wieder auf ihren Sollwert von $P_A = 1290$ MW geregelt wird. In Bild 6_{1a} gar binnen 30 Sekunden, da das thermische Verhalten der Kraftwerksblöcke aus Darstellungsgründen um den Faktor 10 zeitgerafft nachgebildet wurde. Sobald P_A eingeschwungen ist, schließt die Simulation des nächsten Untersuchungsfalls an.

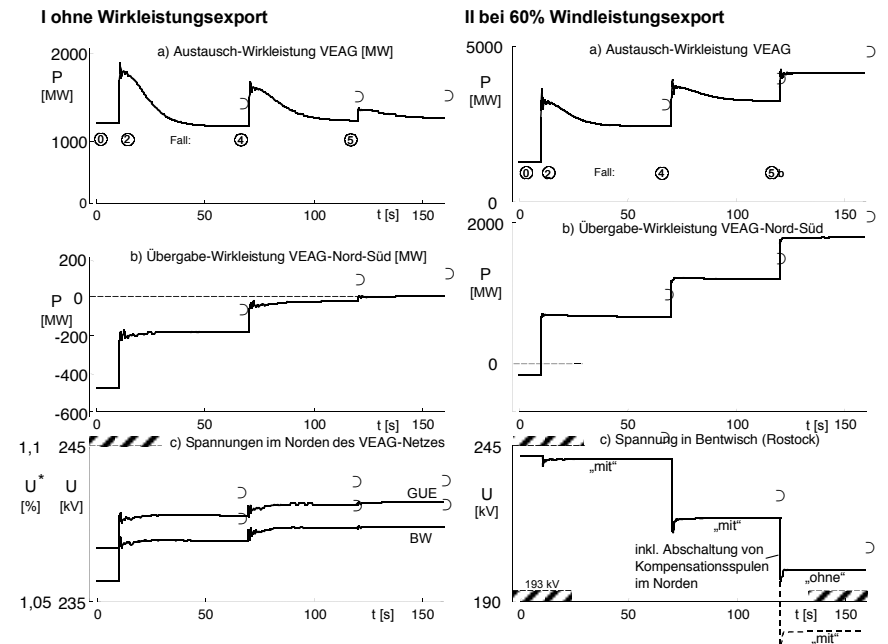


Bild 6: Simuliertes Leistungs- und Spannungsverhalten

Wie anhand der in Bild 6_{1b} dargestellten Übergabeleistung zwischen dem Nord- und dem Südtteil des VEAG-Netzes zu ersehen, decken die im Süden einspeisenden konventionellen Kraftwerksblöcke die Fehlleistung im Norden mit ab. Da mit zunehmender Windkrafteinspeisung die Last im nördlichen Teil des VEAG-Netzes durch die dortigen Windkraftanlagen gedeckt wird, steigt die zunächst negative Nord-/Süd-Übergabe-Wirkleistung bis auf Null an. Dies bedingt zugleich, dass mit der Reduktion der Nord-/Süd-Übergabeleistung die induktiven Leitungsverluste zurückgehen, wodurch das Spannungsniveau im Norden leicht ansteigt, s. Bild 6_{1c}. Generell verlaufen bei diesem Untersuchungsszenario jedoch alle Spannungsverläufe noch unterhalb der kritischen Obergrenze von $U_{\max} = 245$ bzw. 420 kV.

Da die Spannungssollwerte an den Haupt-Einspeisepunkten innerhalb des VEAG-Netzes etwas niedriger eingestellt sind als im benachbarten E.ON-Netz, kommt es im Basisfall zu einem entsprechenden Blindleistungsexport. Dieser geht jedoch mit dem Spannungsanstieg im VEAG-Netz auf nahezu die Hälfte zurück, s. Bild 6_{1c}.

5. Untersuchungsszenario II „mit anteiligem Windleistungsexport“

Solange die Windleistungseinspeisung gering ist, kann diese vom Übertragungsnetzbetreiber des betreffenden Netzes allein ausgeglichen werden, vgl. Kap.4. Bei prozentual ansteigender Windleistungseinspeisung erweist es sich jedoch als sinnvoll, dass sich alle Verbundpartner innerhalb Deutschlands oder noch besser innerhalb des gesamten Verbundnetzes am Ausgleich der regionalen Windleistungseinspeisungen beteiligen.

Diesem Ziel dient das nachfolgende Szenario II, bei dem davon ausgegangen wird, dass 60% der jeweils in das VEAG-Netz eingespeisten Windleistung von anderen Verbundnetzpartnern mit prozentual geringerer Windkrafteinspeisung ausgeglichen wird und somit nach dorthin exportiert werden kann.

Dabei wird bezüglich des Netzbetriebes wieder vom Schwachlast-Basisfall (0) ausgegangen. Jedoch erfolgt die Steigerung der Windleistungseinspeisung nun unter Berücksichtigung des bis 2005 vorgesehenen Windkraftausbaus lt. Bild 2b₂. Zudem wird der bis dahin leicht erweiterte Kraftwerks- und Netzausbau, wie in Bild 2a angedeutet, berücksichtigt. Alle anderen Netzbetriebsvorgaben, wie Transformatorstufungen und Spannungen an den Randknoten zu den Nachbarnetzen werden als unverändert zugrunde gelegt.

5.1 Windleistungsabhängiger Kraftwerkseinsatz

Wie anhand der summarischen Leistungsbilanz in Bild 7 zu ersehen, kann die Windkraft-Einspeisung nun weit mehr gesteigert werden, da – wie zugrunde gelegt – nur noch 40% innerhalb des VEAG-Netzes auszugleichen sind.

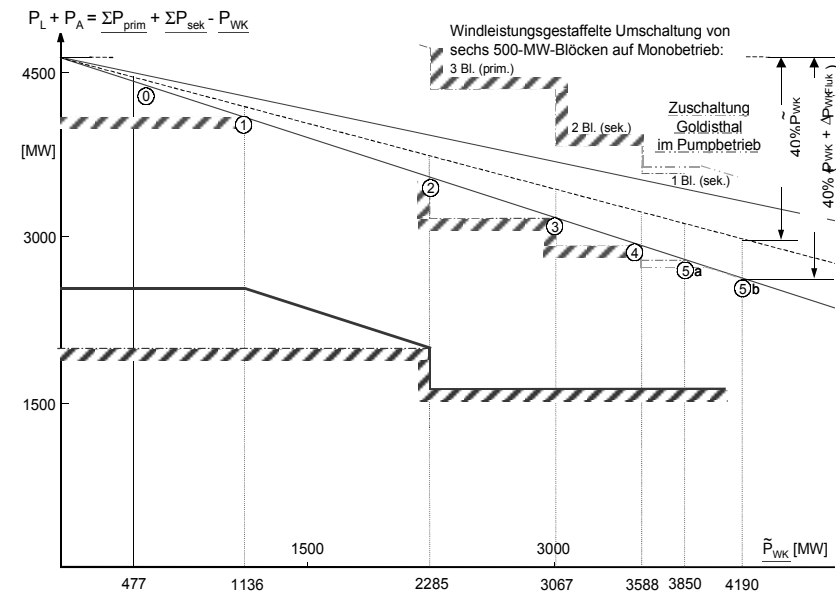


Bild 7: Summarische „Wirkleistungsbilanz“
⇒ Szenario II bei „60% Windleistungsexport“

So kann eine Windleistungseinspeisung bis zu $P_{WK}^{(1)} = \tilde{P}_{WK}^{(1)} + \Delta P_{WK}^{(1)} = 1136 + 227 = 1363$ MW allein durch das Zurückfahren der sekundär geregelten Kraftwerksblöcke ausgeglichen werden. Ab dieser Energieleistung müssen auch die sonstigen, vorwiegend primär geregelten Kraftwerksblöcke entsprechend zurückgefahren werden. Ab einer Windleistungseinspeisung von $P_{WK}^{(2)} = 2285 + 457 = 2742$ MW reicht auch diese Maßnahme nicht mehr, so dass sich die Umschaltung der drei primär geregelten 500-MW-Blöcke auf Monobetrieb als notwendig erweist. Ab einer Windleistungseinspeisung von $P_{WK}^{(3)} = 3067 + 613 = 3680$ MW erfolgt zusätzlich die Umschaltung zweier sekundär geregelter Blöcke auf Monobetrieb und ab $P_{WK}^{(4)} = 3588 + 718 = 4306$ MW die Umschaltung auch des dritten sekundär geregelten Blockes. Mit dieser Maßnahme 5a ist eine Steigerung der Windleistungseinspeisung bis maximal $P_{WK}^{(5a)} = 3850 + 770 = 4620$ MW möglich.

Nach Fertigstellung des Pumpspeicherkraftwerkes Goldisthal im Jahr 2005 besteht alternativ zur Umschaltung des sechsten 500-MW-Blockes auf Monobetrieb die Möglichkeit, eine drehzahlgeregelte Wasserturbine vorübergehend im Pumpbetrieb zu fahren und auf diese Weise zu viel erzeugte Windenergie zwischenspeichern. Aufgrund der so bedingten Lastanhebung ist eine weitere Erhöhung der Windleistungseinspeisung bis auf maximal $P_{WK}^{(5b)} = 4190 + 838 =$

5028 MW möglich. Dabei wird die Pumpe zunächst mit 190 MW Mindest-Last betrieben und danach entsprechend der Windleistungssteigerung auf 290 MW Voll-Last hochgefahren.

5.2 Generator- und Netzverhalten

Das anhand der Generatordiagramme in Bild 5 dargestellte Einsatzverhalten der Kraftwerksblöcke ist bei beiden Szenarien nahezu gleich. Dies beruht darauf, dass jeweils vom Schwachlast-Netzbetrieb ausgegangen wird, und dass die Kraftwerksblöcke jeweils an die untere Grenze ihrer Regelbereiche zurückgefahren werden.

Hingegen steigt beim Szenario II die Austauschleistung aufgrund des 60-prozentigen Windleistungsexports mit zunehmender Windkrafteinspeisung P_{WK} an, s. Bild 6_{IIa}. Da diese Leistungszunahme vorwiegend im Norden seitens der bis 2005 eingeplanten großen Off-Shore-Windparks erfolgt, kommt es, nachdem der Nord-Leistungsbezug im Verlauf von Szenario I bereits auf Null zurückgegangen ist, nun zu einem starken Leistungstransport in Nord-Süd-Richtung, s. Bild 6_{IIb}.

Damit gekoppelt steigen die Blindleistungsverluste im Übertragungsnetz wieder an, wodurch es zu einer sukzessiven Absenkung des Spannungsniveaus besonders im Norden des VEAG-Netzes kommt, s. Fig. 8d. Dabei würde die dortige Spannung – ausgehend von $U^{(0)} = 240$ kV im Basisfall – bei maximaler Windleistungseinspeisung von $P_{WK|max}^{(5b)} = 5028$ MW gar auf 180 kV abfallen. Damit diese nicht unter $U = 0,9 U_{Nenn}$ absinkt, müssen im Norden des VEAG-Netzes vorhandene Kompensationsspulen mit insgesamt 850 MVar abgeschaltet werden, vgl. Fig. 8d.

Nach Ausführung dieser Schaltmaßnahme ist die kraftwerksseitig maximal zulässige Windkrafteinspeisung auch netzseitig übertragbar, und zwar unter Inanspruchnahme des gesamten Spannungstoleranzbereiches.

Zudem kommt es aufgrund der sukzessiven Spannungsabsenkung im VEAG-Netz und der damit wieder größer werdenden Spannungsdifferenz zu den benachbarten Netzen zu einem zunehmenden Export an kapazitiver Blindleistung seitens des VEAG-Netzes, s. Bild 6_{IIc}.

Einem weiteren Anstieg der Windkrafteinspeisung über die maximal zulässige Leistung hinaus ist durch leistungsbegrenzende Verstellung der Rotorblätter [7] oder durch vorübergehende Abschaltung einzelner Windkraftanlagen entgegen zu wirken. Dies wird sich jedoch nur bei sehr hohen Windstärken und damit wohl nur an wenigen Tagen des Jahres als notwendig erweisen.

6. Anzustrebendes neues Sekundärregelungskonzept

Die bei den Untersuchungsszenarien I und II kraftwerksseitig notwendigen Maßnahmen zur Ermöglichung einer jeweils maximalen Windleistungseinspeisung weisen jedoch energetisch folgende Nachteile auf:

- Das Zurückfahren der Kraftwerksblöcke bis zum Schwachlastbetrieb führt zu einer Wirkungsgradverschlechterung. Dies gilt besonders für Dampfkraftwerke, vgl. Bild 8a.
- Beim Übergang auf Monobetrieb bleibt der von der Turbine abgetrennte Dampferzeuger in aller Regel aus Gründen der Verfügbarkeit in Betrieb, wobei der erzeugte Frischdampf über die Reduzierstation entspannt und zum Kondensator hin „entsorgt“ werden muss, sofern er nicht zur Prozessdampf- bzw. Fernwärmeversorgung genutzt werden kann.
- Der Pump-/Turbinen-Speicherbetrieb ist nur mit einem Wirkungsgrad von ca. 74% möglich, s. Bild 8b. Daher ist die vorübergehende Speicherung von Windenergie mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken stets mit Leistungsverlusten im Bereich von 26% verbunden.

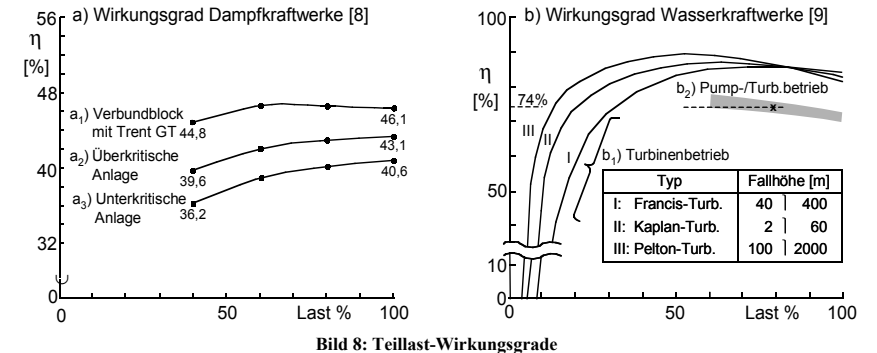


Bild 8: Teillast-Wirkungsgrade

Um die bei dualer Energieversorgung erforderlichen kraftwerksseitigen Maßnahmen nicht unnötig hart anwenden zu müssen, sondern so moderat wie möglich, bedarf es einer Beteiligung aller Verbundpartner am Leistungsausgleich der zeitlich und örtlich ungleichen Einspeisungen seitens der Erneuerbare-Energie-Erzeugungsanlagen. Dies gilt gegebenenfalls auch für dezentral einspeisende Brennstoffzellen, die zwar nicht zu obiger Anlagengattung zählen, sich jedoch durch einen hohen energetischen Wirkungsgrad auszeichnen und ebenfalls zeitlich stark schwankende Leistungseinspeisungen aufweisen.

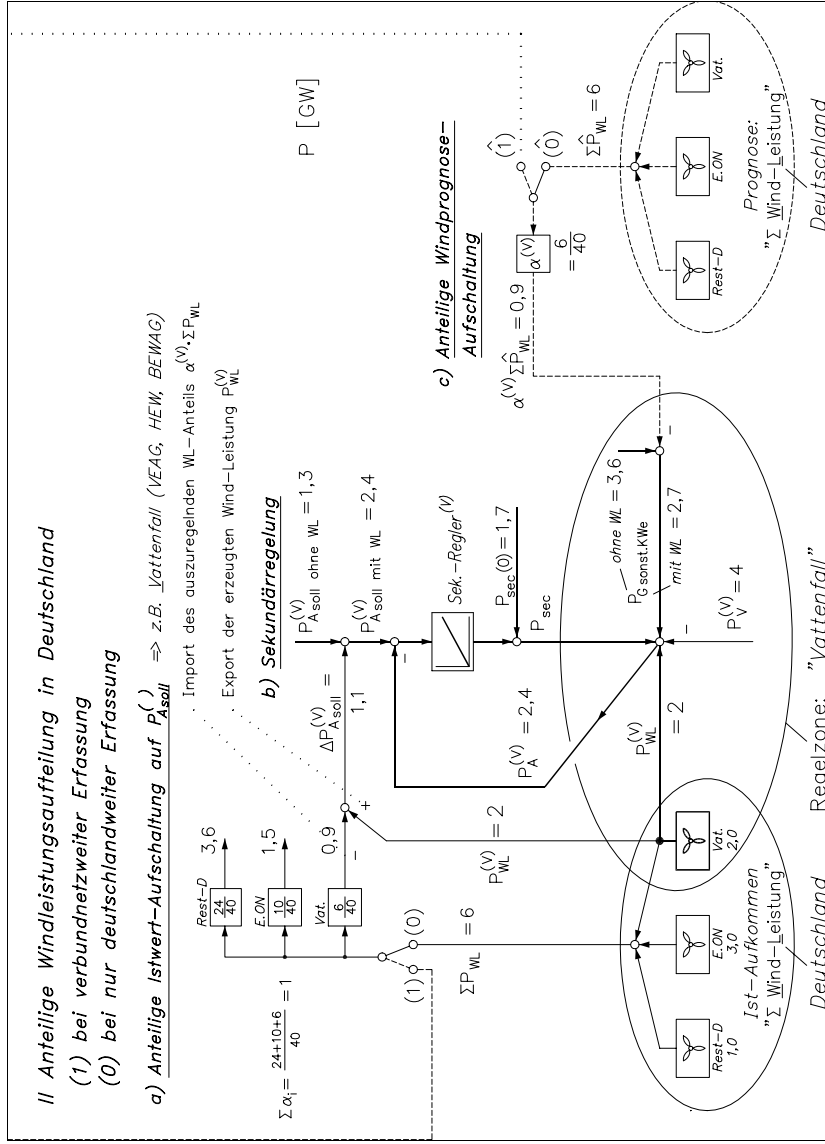
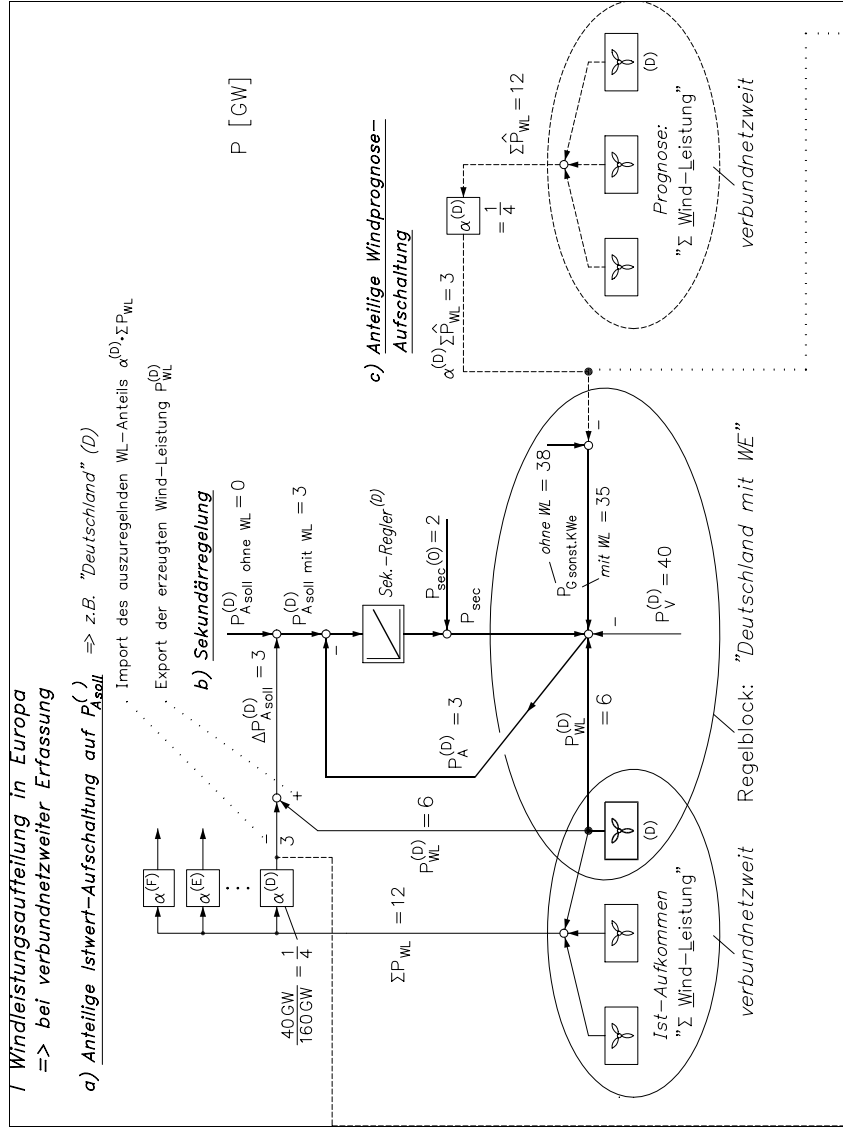


Bild 9: Anzustrebendes neues Sekundärregelungskonzept

Hierzu bedarf es eines erweiterten Sekundärregelungskonzeptes, bei dem die je Regelzone bzw. Regelblock regenerativ erzeugte Ist-Leistung summarisch erfasst² und auf den Sollwert der jeweiligen Austauschleistung P_A aufgeschaltet wird.

Die auf diese Weise je Regelzone bzw. je Regelblock „exportierten“ regenerativen Leistungseinspeisungen P_{RE_j} sind in einem zusätzlichen ungeregelten Bilanzkreis zu ΣP_{RE_j} zusammenzufassen und – soweit übertragungstechnisch möglich – gemäß des jeweiligen Lastanteils $\alpha^{(i)}$ an der Gesamtlast ΣP_V auf die einzelnen Regelzonen bzw. Regelblöcke zu verteilen, vgl. in den Bildern 9_I und 9_{II} jeweils Teilbild a.

Dieser Sachverhalt ist in Bild 9_I am Beispiel der Austauschleistung des deutschen Regelblockes $P_{Asoll}^{(D)}$ veranschaulicht und gilt in entsprechender Weise auch für die unterlagerten Regelzonen, wie in Bild 9_{II} für die Vattenfall-Regelzone dargestellt. Die bewusst einfach gewählten Zahlenbeispiele erleichtern das Verstehen des erweiterten Sekundärregelkonzeptes.

Die Teilbilder b zeigen jeweils das klassische Sekundärregelungskonzept und die Teilbilder c die anteilige Aufschaltung der verbundnetzweit bzw. je Regelblock prognostizierten regenerativen Energieerzeugung.

Eine derartige – zugleich wettbewerbsgerechte – Handhabung erscheint bei weiter ansteigender regenerativer Energieerzeugung unumgänglich und ist bei vorgesehener verbundnetzweiter Einführung auch von der Europäischen Union mit zu tragen. Denn zum einen kommen Netzbereiche mit hohem Anteil an regenerativer Energieerzeugung – wie am Beispiel des Untersuchungsszenarios I veranschaulicht – bereits heute zu Schwachlastzeiten an die Grenze ihrer Regelfähigkeit. Zum anderen heben sich die Leistungsfluktuationen regenerativer Erzeugungsanlagen verbundnetzweit anteilig gegenseitig auf. Denn in aller Regel sind die mittleren Windstärken entlang der Küsten von Ostsee, Nordsee, Atlantik und Mittelmeer sowie auch innerhalb Europas unterschiedlich hoch und zudem sind die überlagerten Fluktuationen von Standort zu Standort unterschiedlich und somit nicht miteinander korreliert [10].

Allein schon aus diesem Grunde sollte das erweiterte Sekundärregelungskonzept mit getrennter Bilanzierung aller regenerativ erzeugten Leistungen zum möglichst frühen Zeitpunkt eingeführt werden. Dies ist unabhängig davon, ob, wann und wie man sich über die anteilige Verteilung der regenerativ erzeugten und – aufgrund summarischer Erfassung – geglätteten Gesamtleistung einigt. Vorrangig ist, dass **nicht** jeder Verbundnetzpartner genötigt ist, die in sein Netz eingespeisten, regenerativ erzeugten Leistungsfluktuationen separat auszuregeln [6]. Dadurch dürfte zugleich die Thematik bezüglich notwendiger Energiespeicher zum Ausgleich fluktuierender Leistungseinspeisungen entschärft werden.

² Dabei ist von der messtechnisch erfassten Leistungseinspeisung großer Windparks auf den zusätzlichen Anteil dezentraler Windkraftanlagen, deren Leistungseinspeisung nicht kontinuierlich erfasst wird, hochzurechnen.

7. Zusammenfassung und Ausblick

Die in Europa jüngst eingeführte deregulierte Energiewirtschaft mit der Zielsetzung einer kostenminimalen Energieversorgung steht einer dualen Energieversorgung unter vorrangigem Einsatz regenerativer Energieversorgungsanlagen diametral gegenüber.

Zum Aufzeigen und Klären dieses Sachverhaltes ist eine entsprechende Simulationsstudie am Beispiel der ständig zunehmenden Windkrafteinspeisung in das ostdeutsche Übertragungsnetz der VEAG durchgeführt worden. Zu den wesentlichen Untersuchungsergebnissen zählen:

- Die in das VEAG-Netz einspeisenden konventionellen Kraftwerksblöcke können durch entsprechendes Zurückfahren bis auf Mindsterzeugung 1,75 GW \pm 20% an Windleistung ausgleichen; dies jedoch nur unter Inkaufnahme einer energetischen Wirkungsgradverschlechterung.
- Bei anteiligem Windleistungsexport können bis zu 4,2 GW \pm 20% an Windleistung in das VEAG-Netz eingespeist und übertragen werden, was selbstverständlich mit zunehmenden Übertragungsverlusten verbunden ist.
- Die von der Vielzahl der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zu jedem Zeitpunkt regional eingespeisten Leistungsanteile sind nicht innerhalb der einzelnen Regelzonen bzw. Regelblöcke auszuregeln, sondern summarisch in einem zusätzlichen Bilanzblock zu erfassen. Dadurch gleichen sich regional auftretende regellose Leistungsfluktuationen bereits anteilig gegenseitig aus.

Im Sinne einer wettbewerbsgerechten Energieversorgung sollte die regenerativ erzeugte Gesamtleistung lastanteilig auf die einzelnen Verbundpartner aufgeteilt werden. Eine derartige Aufteilung sollte vorrangig zu den kurz- und mittelfristigen Kauf-/Verkaufabschlüssen am Energiemarkt erfolgen und nur im Falle auftretender Übertragungsnetzengpässe eingeschränkt werden. Hierzu wäre die Minutenreserveleistung, die seitens der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber vorzuhalten ist, entsprechend zu erhöhen, wobei sich die Betreiber von Windkraftanlagen gegebenenfalls an den resultierenden Kosten zu beteiligen hätten.

Zur Umsetzung dieser Maßnahmen bedarf es eines erweiterten Sekundärregelungskonzeptes. Dieses ist in Kap. 6 vorgestellt und am Beispiel des deutschen Regelblockes sowie der Vattenfall-Regelzone erläutert worden.

Im Rahmen einer weiterführenden Simulationsstudie ist das Regelverhalten des europäischen Verbundnetzes unter Berücksichtigung der regenerativen Leistungseinspeisungen bei allen Verbundpartnern zu untersuchen.

8. Literatur

- [1] Bundesverband WindEnergie e.V.: Zahlen zur Windenergie.
<http://www.wind-energie.de/informationen/informationen.htm>.
- [2] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG). Renewable Energy Sources Act (EEG). Bundesgesetzblatt I 2000.
- [3] Luther, M. und U. Radtke: Operation and Planning of Grids with High Levels of Wind Power. The World Wind Energy Conference and Exhibition July 2002, Berlin.
- [4] Kling, W.L., M. Luther et.al.: Einbindung großer Windleistungen in das europäische Verbundnetz. ETG-Fachtagung „Betrieb von Energienetzen im Europa von morgen“, 22.-23. Oktober 2002, Dresden.
- [5a] Welfonder, E., Th. Schäfer und H.P. Asal: Regelverhalten des Westeuropäischen Verbundnetzes. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 85 (1986), Heft 20.
- [5b] Kurth, M. und E. Welfonder: Ausreichende Bedämpfung von Netzpendelungen auch bei deregulierter Marktwirtschaft und Verbundnetz-Erweiterung. 6. GMA/ETG-Fachtagung Netz-Regelung und Systemführung, 21.-22. Mai 2003, München.
- [6] Spanner, M., R. Neifer und E. Welfonder: Fluktuierende Leistungseinspeisung von Windkraftanlagen. VGB Kraftwerkstechnik 76 (1996), Heft 2/96. Development and Experimental Identification of Dynamic Models for Wind Turbines and their Fluctuating Power Generation. VGB PowerTech 76 (1996), Number 2/96.
- [7] Enercon: Spec sheet Enercon E-66, 2001.
- [8] Kotschenreuther, H. und L. Miermann: Leistungs- und Wirkungsgradverbesserung von kohlebefeuernten Anlagen durch kostengünstige Repowering-Konzepte. VGB-Konferenz "Forschung für die Kraftwerkstechnik 2000", 10-12. Oktober 2000 in Düsseldorf.
- [9] Oberweis, M.: Seit 175 Jahren Einsatz von Turbinen in der Wasserkraftnutzung.
<http://www.aliai.lu/aliai/rt/19993a/rt19993a.htm>.
- [10] Welfonder, E.: Netzregelverhalten bei fluktuierender Einspeisung und zugehörige Reservehaltung. VGB Kraftwerkstechnik 70 (1990), Heft 3 und 4. Control Behaviour of Power Systems in the Case of Fluctuating Feed and Required Spinning Reserve. VGB PowerTech 70 (1990), Number 3 and 4.

