



## **Auswirkungen des Windkraftausbaus in Österreich**

Studie im Auftrag der

**Energie-Control GmbH**  
Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien

**August 2003**

**CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH**

Krantzstr. 7, D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0, Fax +49. 241. 93836-15

info@consentec.de, www.consentec.de

**Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen**

Schinkelstr. 6, D-52056 Aachen

Tel. +49. 241. 80-97652, Fax +49. 241. 80-92197

haubrich@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

**Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.**

Postfach 81 01 69, D-68201 Mannheim

Tel. +49. 621. 8047-0, Fax +49. 621. 8047-112

fgh@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de



# **Auswirkungen des Windkraftausbaus in Österreich**

**August 2003**

## **CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH**

Krantzstr. 7, D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0, Fax +49. 241. 93836-15

info@consentec.de, www.consentec.de

## **Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen**

Schinkelstr. 6, D-52056 Aachen

Tel. +49. 241. 80-97652, Fax +49. 241. 80-92197

haubrich@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

## **Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.**

Postfach 81 01 69, D-68201 Mannheim

Tel. +49. 621. 8047-0, Fax +49. 621. 8047-112

fgh@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de



## Inhalt

<b>Abkürzungen</b>	<b>iv</b>
<b>Kurzfassung</b>	<b>I</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Voraussichtliche Ökostromentwicklung in Österreich bis 2008</b>	<b>3</b>
2.1 Windenergie	3
2.1.1 Burgenland	3
2.1.2 Niederösterreich	3
2.1.3 Restliches Österreich	4
2.1.4 Zusammenfassung des Windenergiepotentials	5
2.2 Biomasse	5
2.3 Photovoltaik	6
2.4 Sonstige Ökostromanlagen	6
2.5 Szenarien für die weiteren Untersuchungen	6
2.6 Erreichung des 4 %-Ökoanteil-Ziels	8
2.7 Fazit	9
<b>3 Folgen des WEA-Zubaus für Netzausbau und -betrieb</b>	<b>11</b>
3.1 Auswirkungen auf die Verteilernetze	11
3.1.1 BEWAG	12
3.1.2 EVN	13
3.2 Auswirkungen auf das Übertragungsnetz der APG	19
3.2.1 Derzeitige Netzsituation	19
3.2.2 Auswirkungen des WEA-Ausbaus auf kritische Netzsituationen	20
3.2.3 Einfluss des WEA-Ausbaus auf den Bedarf an Engpassmanagement	26
3.2.4 Leitungsneubau Südburgenland nach Kainachtal	35
3.3 Fazit	38
<b>4 Bedarf an Regelleistung und -energie</b>	<b>39</b>
4.1 Qualitativer Einfluss der Windenergieeinspeisung auf die Regelleistung	39
4.1.1 Sekundenreserve	39
4.1.2 Sekundärregelreserve	40
4.1.3 Minutenreserve	41

4.2	Reservebemessung und -preis in der APG-Regelzone	44
4.3	Untersuchungsablauf	46
4.4	Verfahren zur Betriebssimulation	48
4.5	Untersuchungsergebnisse	50
4.5.1	Minutenreserveleistung	50
4.5.2	Minutenreserveenergie	52
4.5.3	Kosten für Minutenreservevorhaltung und -einsatz	53
4.6	Fazit	58
<b>5</b>	<b>Folgekosten der Ökostromentwicklung</b>	<b>59</b>
5.1	Analyse der einzelnen Kostenpositionen	59
5.1.1	Länderanteil	59
5.1.2	Aufwendungen des Ökobilanzgruppenverantwortlichen	59
5.1.3	Einspeiseförderung	60
5.1.4	Netzausbau- und Engpassmanagementmaßnahmen	64
5.2	Ausschöpfung des Förderbudgets	65
5.2.1	Zusammenstellung der Förder- und Folgekosten	65
5.2.2	Alternativen der Kostentragung	67
5.3	Verschiebung von Netznutzungsentgelten	68
<b>6</b>	<b>Schlussfolgerungen</b>	<b>73</b>
6.1	Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse	73
6.2	Handlungsbedarf und -optionen	74
<b>7</b>	<b>Literatur</b>	<b>77</b>
<b>Anhang</b>		<b>85</b>
<b>8</b>	<b>Statistische Daten von Leitungsbelastung und WEA-Einspeisung</b>	<b>87</b>
8.1	Häufigkeitsverteilung der Belastung der 220-kV-Nord-Süd-Leitungen	87
8.2	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der WEA-Einspeisung	89
<b>9</b>	<b>Windenergieanlagen – Technik und Errichtungs-/Betriebskosten</b>	<b>93</b>
9.1	Technik der Windenergieanlagen	93
9.1.1	Wirkungsweise, Generatorkonzepte und Regelung	93
9.1.2	Generatorleistungen, Zuverlässigkeit und Betriebserfahrungen	100
9.1.3	Marktanteile, Entwicklungstendenzen und internationaler Vergleich	102

9.2	Netzanschluss	106
9.2.1	Windparkleistungen und optimierte Netzspannungsebene	107
9.2.2	Netzurückwirkungen und Anschlussbedingungen	109
9.2.3	Schutzeinrichtungen	114
9.3	Kosten	121
9.3.1	Planleistungen der Windparks	122
9.3.2	Errichtungskosten	122
9.3.3	Betriebskosten	142
9.3.4	Einspeisevergütung und Wirtschaftlichkeit	143
<b>10</b>	<b>Schutzkonzepte in Mittelspannungs-Verteilungsnetzen mit dezentraler Einspeisung</b>	<b>153</b>
10.1	Einleitung	153
10.2	Kurzunterbrechungen	154
10.2.1	Ablauf	154
10.2.2	Einfluß von WEA/BHKW	154
10.3	Schutzselektivität bei dezentraler Einspeisung	155
10.3.1	Schutzeinrichtungen im MS-Netz	155
10.3.2	Einfluß von WEA/BHKW	155
10.4	Dezentrale Erzeugungsanlagen	156
10.4.1	Blockheizkraftwerke	156
10.4.2	Windenergieanlagen	157
10.5	Modelle und Verfahren	158
10.5.1	Modell für KU	158
10.5.2	Modell für Schutzselektivität	159
10.5.3	Anlagenmodelle	159
10.5.4	Berechnungsverfahren	159
10.6	Untersuchungen	160
10.6.1	Kurzunterbrechung	160
10.6.2	Selektivität des Netzschutzes	163
10.7	Schlußfolgerung	165
10.8	Literatur	165

## Abkürzungen

APCS	APCS Power Clearing and Settlement AG
APG	Verbund-Austrian Power Grid AG
BEWAG	Burgenländische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
EVN	Energie-Versorgung Niederösterreich AG
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
NE	Netzebene
NNE	Netznutzungsentgelt
ÖBGV	Ökobilanzgruppenverantwortlicher
TOR	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen
UMZ	Unabhängiges Maximalstrom-Zeitrelais
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
WEA	Windenergieanlage



## **Kurzfassung**

### **Ziel der Studie**

Mit dem am 1. Jänner 2003 in Kraft getretenen Ökostromgesetz [1] wurde die EU-Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern [2] in nationales Recht umgesetzt. Hiernach soll der regenerative Energieanteil ohne Wasserkraft, der im wesentlichen durch Windenergie und Biomasse abgedeckt wird, von bislang rund 1,5 % bis zum Jahr 2008 kontinuierlich auf mindestens 4 % – bezogen auf die gesamte jährliche Stromabgabe aller Netzbetreiber Österreichs an die an öffentliche Netze angeschlossenen Endverbraucher – angehoben werden. Dem Nutzen des Ökoenergieausbaus – etwa durch Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgrund reduzierten Einsatzes fossiler Brennstoffe – stehen dabei die Kosten für seine Förderung gegenüber. Eine wichtige Randbedingung ist in diesem Zusammenhang die Vorgabe, dass die durchschnittliche finanzielle Zusatzbelastung der Endkunden durch die Förderung der regenerativen Stromerzeuger einen Grenzwert von 0,22 Cent/kWh nicht überschreiten darf. Diese Beschränkung des Förderbudgets kann jedoch am 1. Jänner 2005 durch den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit an die Erfordernisse zur Erreichung des 4 %-Ziels angepasst werden. Unter das Förderbudget fallen

- die Förderung von Anlagen, für die vor dem 1. Jänner 2003 die für die Errichtung notwendigen Genehmigungen vorlagen (Altanlagen), mittels durch die Bundesländer individuell festgelegter Einspeisevergütungen,
- die Förderung von Anlagen, für die nach dem 31. Dezember 2002 die für die Errichtung notwendigen Genehmigungen erteilt wurden (Neuanlagen), mittels österreichweit einheitlicher Einspeisevergütungen,
- der Länderanteil zur Förderung neuer Technologien zur Ökostromerzeugung,
- die Aufwendungen der Ökobilanzgruppenverantwortlichen.

Die Tragung weiterer Folgekosten der Ökostromentwicklung, die nicht unter das Förderbudget fallen – z. B. der Kosten für den durch verstärkte Windenergieeinspeisung erforderlichen Netzausbau –, wird derzeit intensiv diskutiert.

Gegenstand dieser Studie ist die Bewertung technisch-wirtschaftlicher Auswirkungen der Ökostromentwicklung, insbesondere in Hinsicht auf die Erreichung des 4 %-Ziels und die Einhaltung des Förderbudgets. Die Untersuchungen beziehen sich hierbei auf das Jahr 2008; eine Betrachtung des zeitli-

chen Verlaufs der Entwicklung wird nicht vorgenommen. Die Untersuchungen erstrecken sich auf folgende Aspekte:

- Analyse der voraussichtlichen Ökostromentwicklung in Österreich und darauf aufbauend das Ableiten wahrscheinlicher Szenarien für den im Jahr 2008 erreichten Ausbaustand
- Zusammenstellung der Technik und Kosten von Windenergieanlagen (WEA) inklusive der Analyse internationaler Entwicklungen und Erfahrungen
- Analyse der Folgen für Netzausbau und -betrieb und möglicher Wechselwirkungen mit dem Ausbau von WEA
- Bestimmung des Mehrbedarfs an Regelleistung und -energie aufgrund des WEA-Zubaus
- Abschätzung der Folgekosten der Ökostromentwicklung

Im Folgenden werden zunächst für die wesentlichen Untersuchungsaspekte die jeweiligen Analysen kurz beschrieben und anhand von Zwischenergebnissen erläutert. Die erzielten Erkenntnisse werden anschließend ab Seite X themenübergreifend zusammengefasst und durch Schlussfolgerungen hinsichtlich des resultierenden Handlungsbedarfs ergänzt.

### **Voraussichtliche Ökostromentwicklung in Österreich bis 2008**

Bis Ende 2002 waren in Österreich WEA mit einer installierten Leistung von 139 MW an das elektrische Netz angeschlossen. Die weitere Entwicklung der Windenergieeinspeisung in Österreich wird aufgrund großer Unterschiede hinsichtlich des Winddargebots, aber auch der Bebauungsdichte und der Topographie regional sehr unterschiedlich verlaufen. Ein starker Ausbau ist hauptsächlich für die Bundesländer Burgenland und Niederösterreich zu erwarten.

Basierend auf einer Analyse von Windenergiepotential und -realisierungsmöglichkeiten in den einzelnen Regionen können Szenarien der installierten WEA-Leistung für das Jahr 2008 zwischen 700 MW und 1700 MW abgeleitet werden; die regionale Verteilung ist dabei wie folgt:

- Burgenland: 350 MW
- Niederösterreich:
  - Weinviertel: 50 MW (ohne Netzausbau), 350 MW (Begrenzung der Aufnahmekapazität des Hochspannungsnetzes ohne Zubau eines zusätzlichen HöS/HS-Umspannwerks), 700 MW

- Brucker Becken: 50 MW (ohne Netzausbau) , 200 MW
- Restliches Niederösterreich: 150 MW
- Restliches Österreich: 100 MW, 300 MW

Mit den größten Unsicherheiten ist der Ausbau in Niederösterreich behaftet, da dieser im den Bereichen Brucker Becken und Weinviertel erhebliche Ausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz erforderlich macht.

Energieträger	Engpassleistung [MW]		Volllaststunden [h/a]	Einspeisearbeit [GWh/a, (%)*]	
<b>Altanlagen</b>					
Biogas	14		4.600	64,4 (0,12)	
Biomasse fest	60		4.500	270,0 (0,49)	
Biomasse flüssig	1		5.000	5,0 (0,01)	
Deponiegas	9		2.800	25,2 (0,05)	
Geothermie	1		7.000	7,0 (0,01)	
Klärgas	7		2.900	20,3 (0,04)	
Photovoltaik	15		1.000	15,0 (0,03)	
Windkraft	175		2.000	350,0 (0,64)	
<b>Summe</b>				<b>759,9 (1,38)</b>	
<b>Neuanlagen</b>					
	Min.	Max.		Min.	Max.
Biomasse	120	240	4.500	540 (0,98)	1.080 (1,96)
Windkraft	525	1.525	2.000	1.050 (1,91)	3.050 (5,54)
Sonstige	10		2.900	29,0 (0,06)	
<b>Summe</b>				<b>1.619 (2,94)</b>	<b>4.159 (7,56)</b>
<b>Gesamt</b>					
<b>Summe</b>				<b>2.378,9 (4,32)</b>	<b>4.918,9 (8,94)</b>
<b>4 %-Ziel</b>				<b>2.200 (4,0)</b>	

Tabelle A: Szenarien der Einspeisearbeit von Ökoanlagen im Jahr 2008

\*: Anteil an der Gesamtstromabgabe an Endverbraucher

Unter Einbeziehung von Prognosen bzw. Abschätzungen hinsichtlich der Entwicklung der übrigen Ökoanlagen ergeben sich die in Tabelle A dargestellten Extremszenarien der Ökostromeinspeisung. Das als Referenz ebenfalls angegebene 4 %-Ziel bestimmt sich hierbei anhand der prognostizierten Lastentwicklung zu 2.200 GWh.

### **Folgen des WEA-Zubaus für Netzausbau und -betrieb**

Die verstärkte Windenergieeinspeisung erfordert eine Anpassung des elektrischen Netzes an die neuen Anforderungen. Zu unterscheiden sind hierbei lokale Fragestellungen – wie z. B. kurzzeitige Spannungsschwankungen oder die quasi-stationäre Spannungshaltung – von überregionalen Auswirkungen, die im wesentlichen von den verfügbaren Übertragungskapazitäten der Hoch- und Höchstspannungsnetze abhängen. Die lokal auftretenden Problemstellungen sind i. a. auch durch lokale Maßnahmen wie Auslegung und Betriebsweise der Windkonverter zu beheben; hierzu wurden in dieser Studie die aktuellen Entwicklungen dokumentiert. Zusätzlich wurden Auswirkungen auf den überregionalen Leistungsfluss betrachtet. Gegenstand dieser Untersuchungen war die Diskussion der Folgen, die den zulässigen WEA-Ausbau begrenzen oder zu wesentlichen Folgekosten führen können. Hierbei sind aufgrund der zu erwartenden hohen regionalen Konzentration der WEA Auswirkungen vorwiegend für die Verteilernetze der BEWAG und der EVN sowie auf das Übertragungsnetz der Verbund-Austrian Power Grid (APG) zu erwarten.

Für den Bereich der Hochspannungsnetze konnten Angaben der betroffenen Netzbetreiber BEWAG und EVN zu Ausbaukonzepten und -kosten qualitativ und zumindest grob quantitativ plausibilisiert werden.

Für das Höchstspannungsnetz der APG standen uns exemplarische Lastflussdatensätze sowie gemessene Belastungsganglinien der drei kritischen 220-kV-Nord-Süd-Verbindungen zur Verfügung, die eine detaillierte Analyse der Auswirkungen des erwarteten WEA-Zubaus erlaubten. In Bild A ist zu erkennen, wie die Belastung dieser Leitungen im für die Netzsicherheit relevanten (n-1)-Fall<sup>1</sup> von 130 bis 150 % im – somit bereits ohne WEA-Einspeisung kritischen – Ausgangszustand je nach betrachtetem WEA-Ausbauszenario auf bis zu 210 % des thermischen Grenzstroms ansteigt.

---

<sup>1</sup> Mit „(n-1)-Fall“ wird der Netzzustand nach dem Ausfall eines beliebigen einzelnen Netzbetriebsmittels (Leitung oder Transformator) verstanden. Eine Auslastung von z. B. 130 % bedeutet, dass die betrachtete Leitung

Zur Entlastung der hochbelasteten Leitungen kommen bei APG bereits heute regelmäßig Engpassmanagementmaßnahmen zum Einsatz. Eine entlastende Wirkung kann hierbei durch das Hochfahren von Kraftwerken im Süden und durch das gleichzeitige Herunterfahren von Kraftwerken im Norden erzielt werden. Ein Großteil der Erzeugungsleistung im Süden Österreichs wird allerdings in Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt. Diese dienen einerseits der Deckung der Lastspitzen zur Mittagszeit und stellen andererseits Regelleistung zur Verfügung.

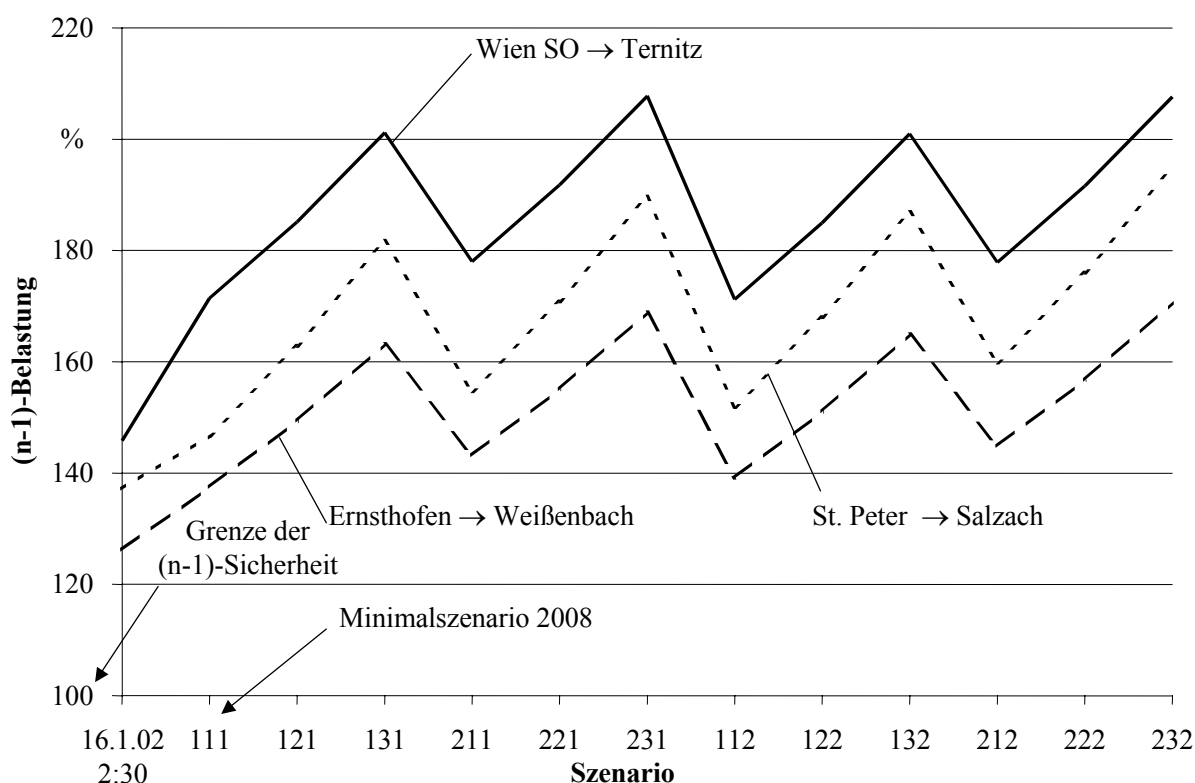


Bild A: Belastung der drei kritischen 220-kV-Nord-Süd-Leitungen in Abhängigkeit der Szenarien des WEA-Ausbaus (vgl. Bild 3.6)

Bei einem erheblichem Einsatz zum Engpassmanagement – etwa durch nächtliches Pumpverbot – könnten die Speicherkraftwerke diese Aufgaben nicht mehr erfüllen, weil hierfür die natürlichen Zuflüsse allein nicht ausreichen. Daher stehen für kontinuierliches Engpassmanagement nur die thermischen Kraftwerke zur Verfügung. Wie Bild B anhand des Maximalszenarios der WEA-Entwicklung veranschaulicht, lassen sich hiermit die kritischen Leitungen um durchschnittlich 24 % entlasten; die

beim ungünstigsten angenommen Ausfall (i. a. ist dies der Ausfall des parallelen Stromkreises) eine Auslastung aufweist, die um 30 % über der zulässigen Dauerbelastung liegt.

Entlastung ist jedoch deutlich geringer, wenn – wie derzeit geplant – die Kraftwerke St. Andrä 2 und Voitsberg stillgelegt werden und für Engpassmanagement nicht mehr zur Verfügung stehen.

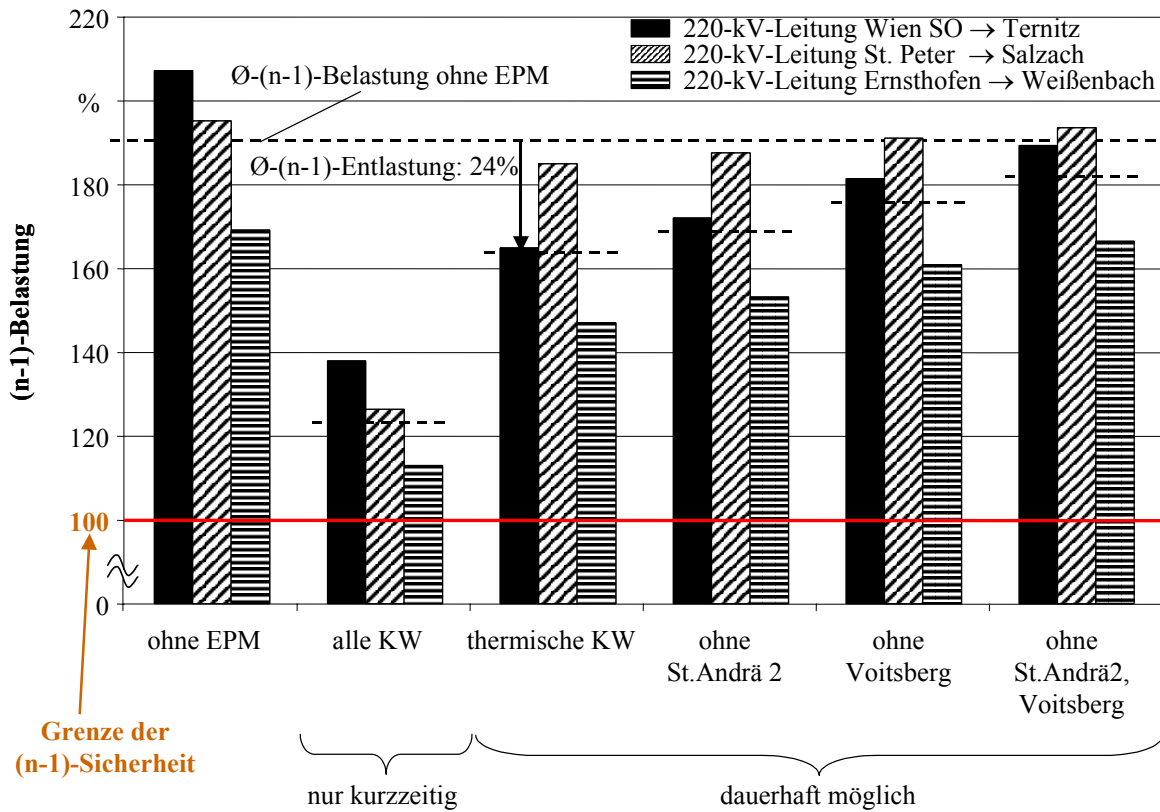


Bild B: Effektivität des Engpassmanagements (EPM) im WEA-Ausbauszenario 232 (1700 MW WEA) in Abhängigkeit der hierfür eingesetzten Kraftwerkstypen bzw. Kraftwerke

Eine überschlägige Analyse für den Zeitraum eines Jahres ergibt, dass Engpassmanagement unter vollständiger Einbeziehung der thermischen Kraftwerke<sup>2</sup> bei maximalem WEA-Zubau an über 1000 h/a und damit um ca. 50 % häufiger als bisher durchgeführt werden müsste (Tabelle B). Die

<sup>2</sup> Eine vollständige Einbeziehung der thermischen Kraftwerke wurde für die Zeiträume angenommen, während derer selbst dadurch die Belastung der kritischen 220-kV-Nord-Süd-Leitungen nicht in den (n-1)-sicheren Bereich zurückgeführt werden kann; d. h. dass eine Rest-Verletzung des (n-1)-Kriteriums in diesen Zeiten nicht verhindert werden kann. Demgegenüber ist es in den Zeiträumen des „teilweisen“ Engpassmanagements möglich, ohne Ausschöpfung aller EPM-Möglichkeiten einen (n-1)-sicheren Netzzustand zu erreichen.

Durch Engpassmanagement umzuschichtende<sup>3</sup> Energie erhöht sich dadurch um ca. 190 GWh/a. Eine monetäre Bewertung dieser Energie war uns in Anbetracht noch ausstehender diesbezüglicher Preisfestsetzungen nicht möglich.

Zeitbereich	Engpassmanagement [h/a]		Umschichtungsenergie [GWh/a]
	vollständig (Umschichtungsleistung ca. 500 MW, nicht ausreichend für (n-1)-Sicherheit)	teilweise (Umschichtungsleistung < 500 MW, ausreichend für (n-1)-Sicherheit)	
Oktober 2001- September 2002	648	1.592	686
mit zusätzlicher Windeinspeisung ( $P_{\text{inst}}=1.700$ MW)	1.014	1.668	878

Tabelle B: Umschichtungsenergie und Häufigkeit von Engpassmanagementmaßnahmen

## Bedarf an Regelleistung und -energie

Im Betrachtungszeitraum dieser Studie lassen sich relevante Auswirkungen der WEA-Integration auf Sekunden- und Sekundärregelreserve in Österreich ausschließen. Dagegen führen die großen Prognosefehler der WEA-Einspeisung zu einem deutlichen Mehrbedarf an positiver wie negativer Minutenreserve. Zu dessen Quantifizierung haben wir ein am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen entwickeltes Simulationsverfahren eingesetzt. Exemplarisch zeigt Bild C den Bedarf an „positiver“ (d. h. zur Deckung von Leistungsdefiziten vorgehaltener) Minutenreserve.

Als wesentlicher Einflussfaktor erweist sich hier neben der Höhe der zugebauten WEA-Leistung der Prognosefehler der täglichen Windenergieprognose, dessen Standardabweichung zwischen 7 und 20 % der installierten WEA-Leistung variiert wurde.

<sup>3</sup> Zur Definition von Umschichtungsenergie und -leistung: Wird im Rahmen des Engpassmanagements eine Kraftwerkseinspeisung um 10 MW abgesenkt und gleichzeitig an anderer Stelle um 10 MW erhöht, so verstehen wir dies als eine Umschichtungsleistung von 10 MW. Dauert diese Maßnahme eine Stunde lang, so ist eine Umschichtungsenergie von 10 MWh angefallen.

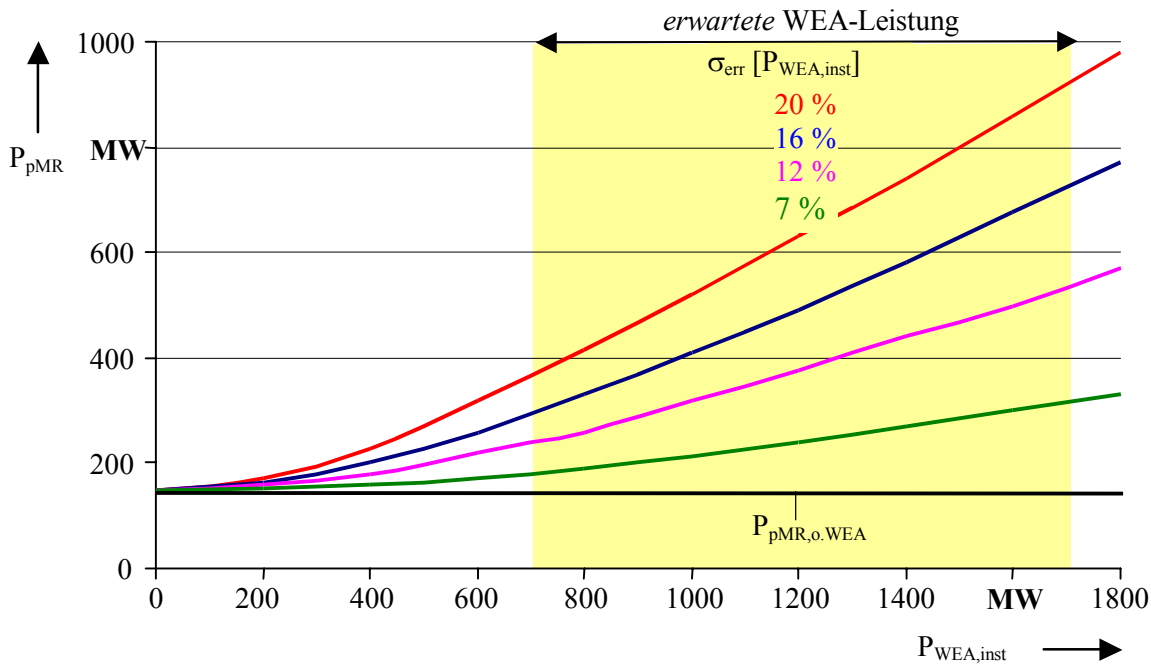


Bild C: Positiver Minutenreservebedarf  $P_{pMR}$  in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung und Prognosegüte ( $P_{pMR,o.WEA}$ : positiver Reservebedarf ohne WEA)

Die Bandbreite der Ausgleichsenergiekosten, die dem Öko-BGV unter Berücksichtigung des erhöhten Minutenreservebedarfs entstehen können, wurden zunächst auf Basis des derzeitigen mittleren Preisniveaus auf dem APCS-Ausgleichsenergiemarkt gem. Tabelle C bestimmt (Bild D). Offensichtlich stellt das – für den Betrachtungszeitraum dieser Studie mit großer Unsicherheit behaftete – Preisniveau allerdings einen weiteren erheblichen Einflussfaktor auf diese Kosten dar.

Positive Minutenreserve		Negative Minutenreserve	
Leistungspreis in €/MW pro h	Arbeitspreis in €/MWh	Leistungspreis in €/MW pro h	Arbeitspreis in €/MWh
11	32	6	8 <sup>4</sup>

Tabelle C: Gemittelte Ergebnisse der APCS-Ausschreibung für Minutenreserve im Jahr 2002

<sup>4</sup> Dieser Preis ist vom Ausgleichsenergie-Anbieter für die bezogene Energie zu entrichten.



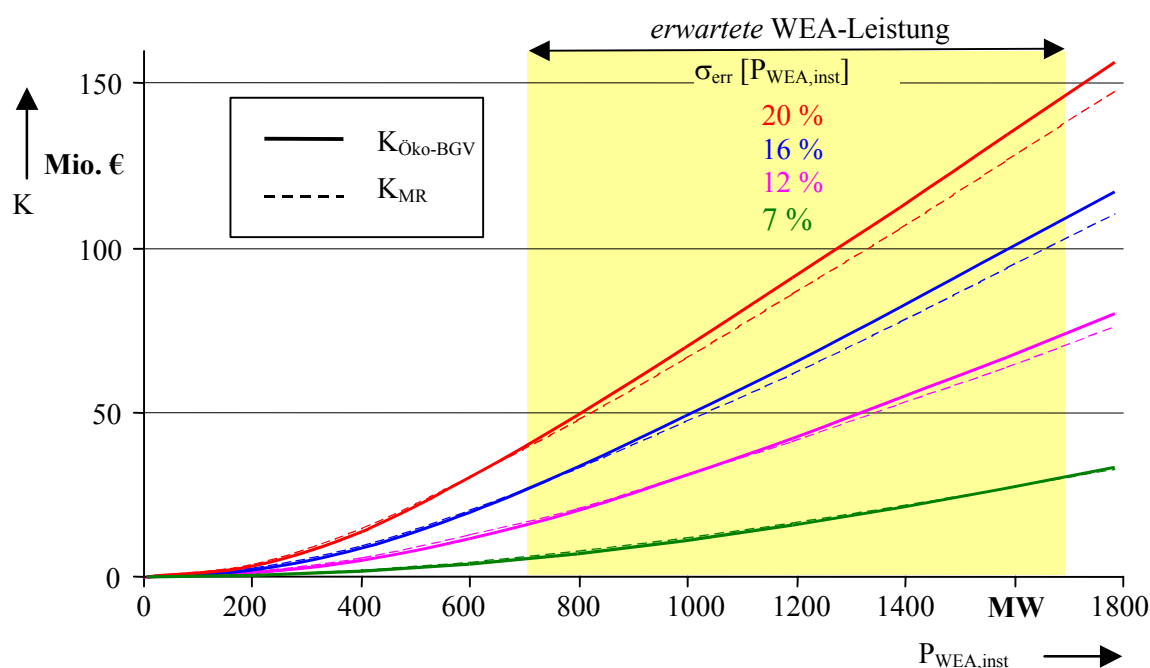


Bild D: Jährliche WEA bedingte Minutenreservezusatzkosten  $K_{MR}$  und jährliche Kosten für Öko-BGV-Ausgleichsenergie  $K_{\text{Öko-BGV}}$  in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung und Prognosegüte (mittlere Regenergiemarktpreise, Gesamtaufwendungen für Regenergie ohne WEA  $\approx 20$  Mio. €/a)

Für die weitere Analyse der Folgekosten wurde die Bandbreite der WEA-Leistungsprognosegüte auf 12 – 16 % der installierten WEA-Leistung eingeengt; dies erscheint plausibel, weil zum einen der heutige „best-practice“-Prognosefehler von 12 % mit hoher Wahrscheinlichkeit im Betrachtungszeitraum dieser Studie nicht zu unterschreiten ist, andererseits aber angesichts der möglicherweise hohen Kosten davon ausgegangen werden kann, dass ein entsprechender Aufwand bei der WEA-Leistungsprognose betrieben wird und somit große Standardabweichungen von 20 % künftig nicht auftreten werden.

## Folgekosten der Ökostromentwicklung

Nach dem Ökostromgesetz darf die durchschnittliche Gesamtkostenbelastung für die Förderung elektrischer Energie aus Ökostromanlagen außer Kleinwasserkraftwerke pro an den Endverbraucher abgegebene kWh 0,22 Cent nicht überschreiten. Dies entspricht auf Basis der für 2008 erwarteten Lastentwicklung einem Förderbudget von ca. 121 Mio. €/a. Aufbauend auf den vorherigen Analysen haben wir die Folgekosten der Ökostromentwicklung für die Bandbreite der betrachteten Ausbauszenarien analysiert und zu diesem Förderrahmen in Beziehung gesetzt (Bild E).

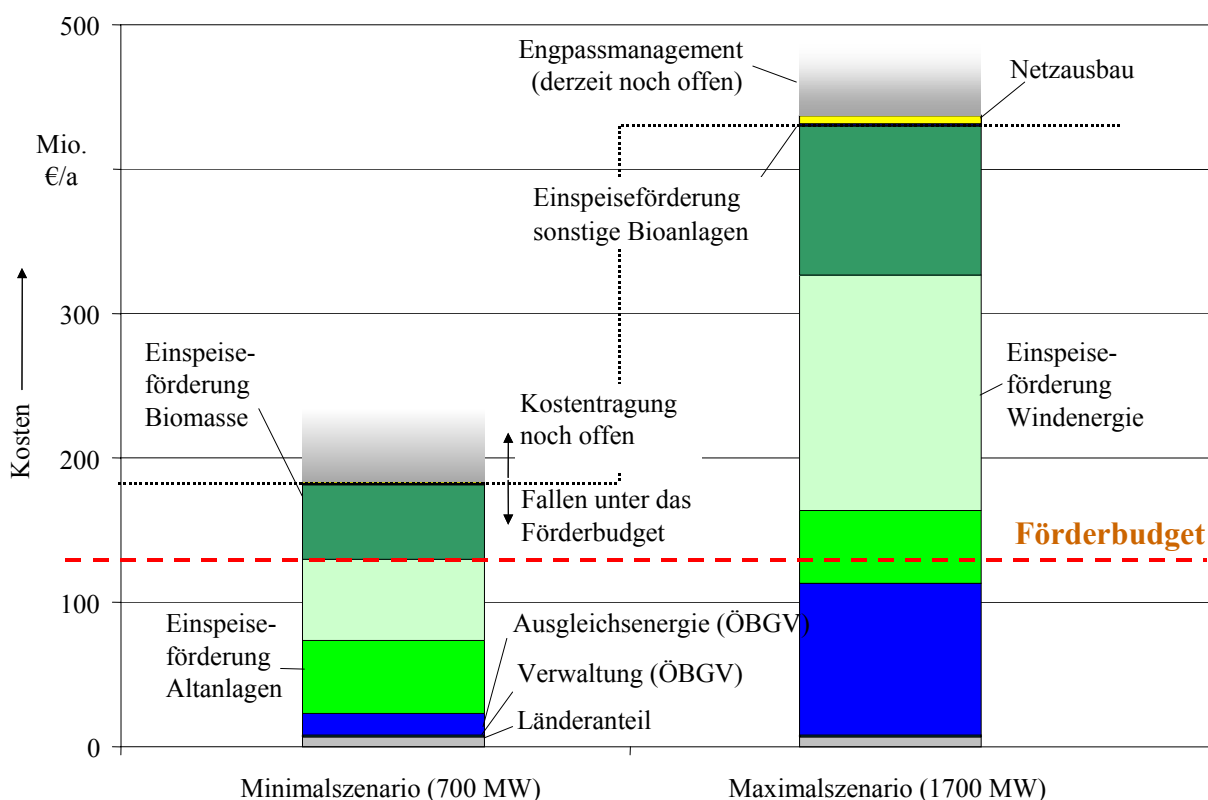


Bild E: Kosten der Ökostromförderung für minimales und maximales WEA-Ausbauszenario

## Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse

Die Erkenntnisse unserer Untersuchungen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Die insgesamt in Österreich **installierte WEA-Leistung** wird im Jahr 2008 voraussichtlich zwischen 700 und 1700 MW betragen. Unsicherheiten ergeben sich zum einen regional für den Ausbau in Niederösterreich, da dieser erhebliche Ausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz erforderlich macht. Insbesondere kann aber auch die Belastungssituation des Höchstspannungsnetzes durch die WEA-Einspeisung in kritischem Maße beeinflusst werden und sich u. U. bremsend auf den WEA-Ausbau auswirken.
- Aufgrund der zu erwartenden Entwicklung der Einspeisung aus Ökoanlagen erscheint die Erreichung des im Ökostromgesetz angestrebten **Ziels eines Ökostromanteils von 4 % im Jahre 2008** bereits im Minimalszenario gegeben und damit unproblematisch. Vielmehr wird dieser Wert bei einem vollständigen Ausbau der Potentiale der Windenergie in Niederösterreich unter Berücksichtigung des hierfür erforderlichen Netzausbaus weit übertroffen (vgl. Tabelle A). Eine weitere deut-

liche Erhöhung des Ökostromanteils ist durch den vermehrten Zubau von Biomasse-Anlagen zu erwarten.

- Das **Förderbudget**, welches bisher ca. 121 Mio. €/a beträgt, wird jedoch voraussichtlich nicht ausreichen. Bereits beim kostengünstigsten Szenario wird das Budget um 61 Mio. € überschritten (vgl. Bild E). Eine weitere Überschreitung ist durch zusätzliche Windenergieeinspeisung in Niederösterreich und durch einen möglicherweise stärkeren Ausbau der Biomasse zu erwarten. Das im Maximalszenario des Ökoenergieausbaus anfallende Förderbudget kann bis zu 440,2 Mio. €, d. h. ca. 360 % des für 2008 geplanten Förderbudgets, erreichen. (Es ist derzeit offen, wer diese zusätzlichen Kosten tragen würde.)
- Eine wesentliche Einflussgröße für die aufzubringenden Förderkosten ist die **Bereitstellung und der Einsatz von Minutenreserve**, bedingt durch die großen Prognosefehler der WEA-Einspeisung. Bei durchschnittlichem Preisniveau des Jahres 2002 am APCS-Regelenergiemarkt und plausibler Bandbreite der zukünftigen Prognosegüte für WEA-Einspeisungen ist mit Kosten für den Öko-BGV in einem Bereich von rund 15 Mio. €/a bis 20 Mio. €/a (erwarteter WEA-Minimalausbau) bzw. rund 75 Mio. €/a bis 105 Mio. €/a (erwarteter WEA-Maximalausbau) zu rechnen. Mögliche, in ihrer Höhe jedoch kaum vorhersehbare Änderungen des Preisniveaus auf dem APCS-Regelenergiemarkt – z. B. infolge einer Erweiterung des Marktbereichs – würden zu entsprechend veränderten Kosten führen, so z. B. für den Fall der APCS-Maximalpreise des Jahres 2002 zu einer ungefähren Verdreifachung.
- Die technischen Anforderungen für eine **Integration von WEA-Parks in die Verteilernetze** sind aufgrund verbesserter Schutz- und Regelungskonzepte sowie der inzwischen langjährigen Erfahrungen beherrschbar. Für den Anschluss zusätzlicher WEA sind allerdings in den Hochspannungsnetzen bzw. bei deren Anbindung an das Höchstspannungsnetz **Ausbaumaßnahmen** notwendig. Die Kosten hierfür betragen nach Angaben von EVN für das Weinviertel und das Brucker Becker ca. 100.000 € pro MW installierter WEA-Leistung. Im Gebiet der Parndorfer Platte liegt dieser Wert aufgrund günstigerer Randbedingungen mit durchschnittlich ca. 50.000 €/MW deutlich darunter. Im Vergleich zu anderen Kostenpositionen – insbesondere Tarifförderung und Ausgleichsenergie – ist der Anteil dieser Ausbaukosten mit 1,6 - 9,3 Mio. €/a relativ gering.
- Das Übertragungsnetz der APG ist bereits derzeit stark beansprucht. Teilweise ist ein (n-1)-sicherer Netzbetrieb trotz des Einsatzes von **Engpassmanagementmaßnahmen** nicht zu erreichen. Diese Situation wird durch zusätzliche Windenergieeinspeisung noch deutlich verschärft. Durch den Bau der geplanten **380-kV-Leitung von Südburgenland nach Kainachtal** könnte die zusätzliche Belastung kompensiert werden. Zumindest vorübergehend (d. h. bis zur Inbetriebnahme der neuen

380-kV-Leitung) muss diese Entlastung jedoch durch zusätzliche Engpassmanagementmaßnahmen erreicht werden, d. h. durch weitere Reduktion von Einspeiseleistungen im Norden Österreichs.

## Handlungsbedarf und -optionen

Die Erreichung des 4 %-Ziels für Ökoenergie bis 2008 erscheint, wie oben erwähnt, unkritisch. Unsere Analyse zeigt jedoch, dass im Hinblick auf die Folgekosten sowie die Ausgestaltung der Netznutzung durch die erwartete Ökostromentwicklung Handlungsbedarf entsteht:

- Bei unveränderter Förderstruktur wird die Kostenbelastung die derzeitige Obergrenze von 0,22 €-Cent je kWh Endkundenverbrauch deutlich überschreiten. Dem kann auf dreierlei Weise begegnet werden:
  - Würde das Förderbudget, wie im Ökostromgesetz grundsätzlich vorgesehen, den entstehenden Kosten angepasst, so ergäbe sich für das untersuchte Minimalszenario ein durchschnittlicher Gesamtzuschlag für den Endkunden in Höhe von 0,33 Cent/kWh, d. h. ca. 50 % mehr als ursprünglich vorgesehen. Für das Maximalszenario betrüge der Zuschlag 0,79 Cent/kWh, also ca. 360 % der ursprünglichen Obergrenze.
  - Umgekehrt könnte durch Absenkung der Einspeisetarife die Attraktivität der Ökoenergie verringert werden. Die Wirksamkeit dieser Maßnahme setzt aber voraus, dass ein verzögerter Netzausbau in Niederösterreich die abschließende Genehmigung von derzeit bereits beantragten WEA-Projekten bis zu einer Tarifierfassung hinauszögert.
  - Prinzipiell wäre es auch denkbar, den Ausbau von z. B. WEA durch Beschränkung der Einspeiseförderung auf eine feste Obergrenze der installierten Leistung zu begrenzen, ähnlich wie dies bereits bei Photovoltaikanlagen der Fall ist.
- Die Prognosegüte der WEA-Einspeisung hat – neben den Regelenergiepreisen – großen Einfluss auf die Kosten für Bereitstellung und Einsatz von Minutenreserve. Daher sollten Anstrengungen unternommen werden, die Qualität der Prognosen zu verbessern. Teilweise ist eine solche Entwicklung jedoch dadurch begrenzt, dass die Marktregeln derzeit Prognosen für Sonntag und Montag bzw. für einen auf einen Feiertag folgenden Werktag bereits am vorigen Werktag, d. h. mit 2 bzw. 3 Tagen Vorlauf, erfordern. Eine im Hinblick auf die WEA-Prognose grundsätzlich wünschenswerte Verkürzung der Vorlaufzeit würde allerdings einen erheblichen Eingriff in die Marktregeln bedingen. Um allen Marktteilnehmern in gleichem Maße eine Reaktion auf die dann kurzfristige Windenergiezuteilung zu ermöglichen, müsste die Unterscheidung zwischen Werktagen und Wochenende/Feiertagen ggf. für das gesamte Marktsystem (Börsenzeiten etc.) aufgehoben werden. Im

Lichte des hiermit verbundenen organisatorischen und auch personellen Aufwands sollten daher die Wirtschaftlichkeit und Praktikabilität eines solchen Schritts zunächst eingehend untersucht werden.

- Die auf den Nordosten Österreichs konzentrierte WEA-Einspeisung wird die bereits heute bestehenden Nord-Süd-Engpässe im 220-kV-Netz der APG weiter verschärfen. Die grundsätzlich vorteilhafte Kombination aus dargebotsabhängig einspeisenden WEA und regelfähigen (Pump-)Speicherkraftwerken kann somit aus netztechnischen Gründen nicht voll genutzt werden. Eine Integration bedeutender WEA-Leistung in das bestehende APG-Netz setzt vielmehr voraus, dass über die Einspeiseveränderung thermischer oder Speicherkraftwerke hinausgehende Engpassmanagementmaßnahmen abrufbar werden. Hierzu müssten eine Reihe technischer, organisatorischer, finanzieller und auch juristischer Randbedingungen geklärt und entsprechende Regelungen geschaffen werden. Die Umsetzung von Engpassmanagement-Konzepten und insbesondere des notwendigen Interessenausgleichs der beteiligten Akteure erweist sich jedoch in der Praxis häufig als äußerst schwierig. Als Alternative hierzu bietet der Neubau der 380-kV-Leitung von Südburgenland nach Kainachtal die Möglichkeit, das Volumen des Engpassmanagements trotz WEA-Ausbau sogar deutlich unter das heutige Niveau zu senken und somit den Eingriff in den wirtschaftlichen Kraftwerkseinsatz auf ein geringes Maß zu beschränken.
- Die vom WEA-Ausbau am stärksten betroffenen Verteilernetzbetreiber fordern, dass die Kosten des WEA-bedingten Netzausbaus von den WEA-Betreibern getragen werden, z. B. durch Umlage proportional zur installierten WEA-Leistung. Als Hauptargument wird angeführt, dass andernfalls die bestehenden Netzkunden durch Erhöhung der Systemnutzungstarife pauschal, jedoch nur in den betroffenen Versorgungsgebieten, belastet würden.

Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass die WEA-Einspeisung über die verringerten Nettokomponenten der Netznutzungsentgelte der Netzebene 1 auch zu einer Kostenentlastung der Verteilernetzbetreiber führt. Diese kann aber die Mehrbelastung für Errichtung und Betrieb von windbedingten Netzanlagen nur teilweise ausgleichen, so dass die Frage der Kostentragung des Netzausbaus auch unter Berücksichtigung dieses Aspekts offen bleibt.



## 1 Einleitung

Mit dem am 1. Jänner 2003 in Kraft getretenen Ökostromgesetz [1] wurde die EU-Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern [2] in nationales Recht umgesetzt. Hiernach soll der regenerative Energieanteil ohne Wasserkraft, der im wesentlichen durch Windenergie und Biomasse abgedeckt wird, von bislang rund 1,5 % bis zum Jahr 2008 kontinuierlich auf mindestens 4 % – bezogen auf die gesamte jährliche Stromabgabe aller Netzbetreiber Österreichs an die an öffentliche Netze angeschlossenen Endverbraucher – angehoben werden. Dem Nutzen des Ökoenergieausbaus – etwa durch Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgrund reduzierten Einsatzes fossiler Brennstoffe – stehen dabei die Kosten für seine Förderung gegenüber. Eine wichtige Randbedingung ist in diesem Zusammenhang die Vorgabe, dass die durchschnittliche finanzielle Zusatzbelastung der Endkunden durch die Förderung der regenerativen Stromerzeuger einen Grenzwert von 0,22 Cent/kWh nicht überschreiten darf. Diese Beschränkung des Förderbudgets kann jedoch am 1. Jänner 2005 durch den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit an die Erfordernisse zur Erreichung des 4 %-Ziels angepasst werden. Unter das Förderbudget fallen

- die Förderung von Anlagen, für die vor dem 1. Jänner 2003 die für die Errichtung notwendigen Genehmigungen vorlagen (Altanlagen), mittels durch die Bundesländer individuell festgelegter Einspeisevergütungen,
- die Förderung von Anlagen, für die nach dem 31. Dezember 2002 die für die Errichtung notwendigen Genehmigungen erteilt wurden (Neuanlagen), mittels österreichweit einheitlicher Einspeisevergütungen,
- der Länderanteil zur Förderung neuer Technologien zur Ökostromerzeugung,
- die Aufwendungen der Ökobilanzgruppenverantwortlichen.

Die Tragung weiterer Folgekosten der Ökostromentwicklung, die nicht unter das Förderbudget fallen – z. B. der Kosten für den durch verstärkte Windenergieeinspeisung erforderlichen Netzausbau –, wird derzeit intensiv diskutiert.

Gegenstand dieser Studie ist die Bewertung technisch-wirtschaftlicher Auswirkungen der Ökostrom- und hierbei v. a. der Windenergieentwicklung, insbesondere in Hinsicht auf die Erreichung des 4 %-Ziels und die Einhaltung des Förderbudgets. Die Untersuchungen beziehen sich auf das Jahr 2008; eine Betrachtung des zeitlichen Verlaufs der Entwicklung wird nicht vorgenommen. Die Untersuchungen erstrecken sich auf folgende Aspekte:

- Analyse der voraussichtlichen Ökostromentwicklung in Österreich und darauf aufbauend das Ableiten wahrscheinlicher Szenarien für den im Jahr 2008 erreichten Ausbaustand
- Analyse der Folgen für Netzausbau und -betrieb und möglicher Wechselwirkungen mit dem Ausbau von WEA
- Bestimmung des Mehrbedarfs an Regelleistung und -energie aufgrund des WEA-Zubaus
- Abschätzung der Folgekosten der Ökostromentwicklung und Differenzierung nach Kosten, die unter das o. g. Förderbudget fallen und nach weiteren Folgekosten, deren Tragung derzeit noch nicht abschließend geklärt ist
- Zusammenstellung der Technik und Kosten von Windenergieanlagen (WEA) inklusive der Analyse internationaler Entwicklungen und Erfahrungen

In Kapitel 2 werden zunächst die voraussichtliche Ökostromentwicklung untersucht und darauf aufbauend Untersuchungsszenarien für das Jahr 2008 bestimmt.

Kapitel 3 enthält die Analysen der durch den verstärkten Zubau von Ökostromanlagen zu erwartenden Folgen für den Netzausbau und -betrieb.

Der aus dem WEA-Zubau resultierende Bedarf an Regelenergie und -leistung wird Kapitel 4 bestimmt.

Auf Grundlage der zuvor beschriebenen Untersuchungen erfolgt in Kapitel 5 die Bestimmung der Folgekosten der Ökostromentwicklung.

Abschließend werden in Kapitel 6 die aus den erzielten Ergebnissen abzuleitenden Schlussfolgerungen zusammengefasst.

Ferner werden Technik sowie Errichtungs- und Betriebskosten von Windenergieanlagen im Anhang (Kapitel 9) eingehend analysiert.

Bei der Durchführung unserer Untersuchungen konnten wir uns auf eine Vielzahl öffentlich zugänglicher Informationen stützen. Spezifische Fragestellungen, z. B. hinsichtlich des Netzausbaus und -betriebs, wären jedoch ohne die Unterstützung der betroffenen Netzbetreiber nicht möglich. Für die gute Zusammenarbeit möchten wir der Verbund-Austrian Power Grid AG, der Burgenländische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft und der Energie-Versorgung Niederösterreich AG an dieser Stelle herzlich danken.



## 2 Voraussichtliche Ökostromentwicklung in Österreich bis 2008

### 2.1 Windenergie

Bis Ende 2002 waren in Österreich WEA mit einer installierten Leistung von 139 MW an das elektrische Netz angeschlossen [3]. Die weitere Entwicklung der Windenergieeinspeisung in Österreich wird aufgrund großer Unterschiede hinsichtlich des Winddargebots, aber auch der Bebauungsdichte und der Topographie regional sehr unterschiedlich verlaufen. Ein starker Ausbau ist hauptsächlich für die Bundesländer Burgenland und Niederösterreich zu erwarten [4].

#### 2.1.1 Burgenland

Im Burgenland wird der Schwerpunkt der Windenergieeinspeisung im Gebiet der Parndorfer Platte liegen. Hier liegen der Burgenländische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (BEWAG) Anschlussanfragen für WEA von mehr als 500 MW vor, von denen bis Ende 2002 18 MW realisiert wurden. Aufgrund verschiedener Ausschlussflächen, die aufgrund von Natur- und Vogelschutzgebieten, Mindestabständen zu Wohnbauland und Landschaftsästhetik durch die burgenländische Landesregierung festgelegt wurden, ist der Zubau auf 202 WEA und damit bei einer derzeit üblichen Engpassleistung von 1,5-2 MW/WEA auf ca. 350 MW für das Gebiet der Parndorfer Platte begrenzt [5].

Die Planungen für die für den Anschluss notwendigen Netzausbaumaßnahmen sind bereits abgeschlossen und sollen nach Angaben der BEWAG bis Ende 2003 umgesetzt werden. Es ist daher davon auszugehen, dass ca. 350 MW Windenergie im Gebiet der Parndorfer Platte installiert werden. Neben diesem geographischen Schwerpunkt bestehen auch im Nord- und Mittelburgenland Planungen zu räumlich verteilten Einzelprojekten. (Zum Zeitpunkt der Bearbeitung dieser Studie (Frühjahr 2003) wurde davon ausgegangen, dass diese nur einen geringen Anteil an der Gesamterzeugung aus Windenergie erreichen werden. Inzwischen liegen laut BEWAG jedoch weitere Anschlussanfragen über insgesamt mehr als 200 MW vor, so dass die hier und im Folgenden betrachteten WEA-Ausbauszenarien u. U. noch übertroffen werden.)

#### 2.1.2 Niederösterreich

Möglichkeiten für einen bedeutenden Ausbau der Windenergie bestehen in Niederösterreich hauptsächlich im Weinviertel mit einem Gesamtpotential von ca. 700 MW und dem Brucker Becken mit

einem Potential von ca. 200 MW [6]. Derzeit belaufen sich die Gesamtanschlusswünsche nach Angaben der Energie-Versorgung Niederösterreich AG (EVN) auf:

- Weinviertel ca. 620 MW
- Brucker Becken ca. 180 MW
- Waldviertel und Zentralraum Niederösterreich ca. 150 MW

Der tatsächliche Ausbau der Windenergieeinspeisung ist für die beiden Schwerpunkte Weinviertel und Brucker Becken jedoch maßgeblich von der Möglichkeit der Einbindung in das Hochspannungsnetz der EVN und durchzuführender Ausbaumaßnahmen abhängig, die genauer in Abschnitt 3.1.2 untersucht werden.

### 2.1.3 Restliches Österreich

In den übrigen Bundesländern sind aufgrund eines geringeren Winddargebots, ungünstiger Siedlungsstruktur oder schwierigen topographischen Bedingungen keine Gebiete vorhanden, die einen wirtschaftlichen Ausbau der Windenergie in erheblichem Umfang erwarten lassen. Es ist von regional verteilten Einzelprojekten mit einer gesamten installierten Leistung zwischen 100 und 300 MW im Jahr 2008 auszugehen.

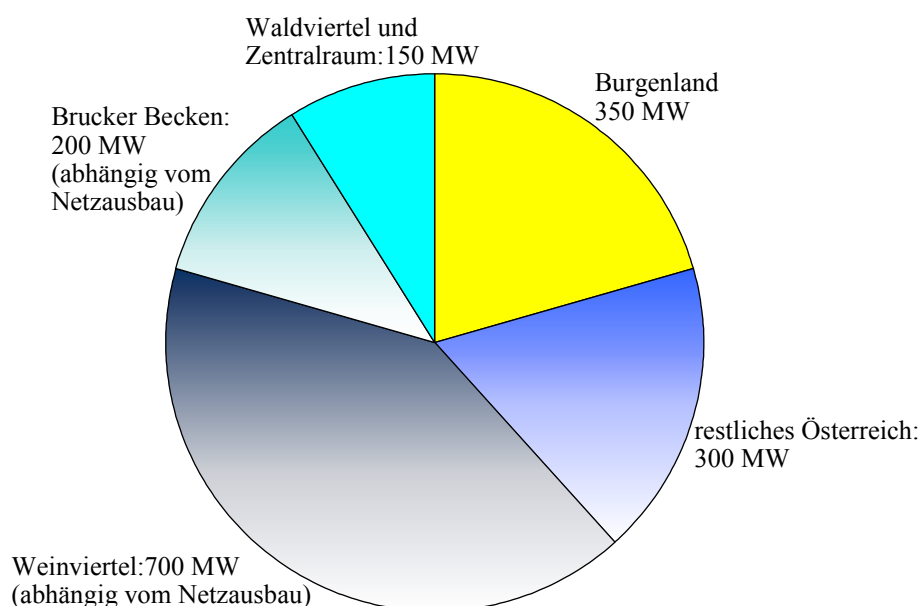


Bild 2.1: Ausbaupotentiale für WEA in Österreich (gesamt 1700 MW; Stand Mai 2003)

### 2.1.4 Zusammenfassung des Windenergiepotentials

In Bild 2.1 sind die Ausbaupotentiale für WEA für die verschiedenen Regionen Österreichs aufgetragen.

## 2.2 Biomasse

Derzeit (Stand März 2003) sind in Österreich Biomasse-Anlagen mit einer summarischen Engpassleistung von 75 MW installiert. Im einzelnen setzen diese sich wie folgt zusammen:

- Biogas: 14 MW
- Feste Biomasse: 60 MW
- Flüssige Biomasse: 1 MW

Die zukünftige Entwicklung ist maßgeblich vom Verhältnis zwischen Einspeisevergütung und den Kosten für Bau und Betrieb der Biomasse-Anlagen abhängig. Nach einem Gutachten, das von E-Control im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit durchgeführt wurde, betragen die Investitions- und Betriebskosten bei Stromerzeugung aus fester Biomasse, die bisher den Hauptanteil der Biomasse-Anlagen darstellt, für eine Anlagengröße von mehr als 1 MW maximal 12 Cent/kWh. Bei kleineren Anlagen erhöhen sich die Kosten bis zu maximal 15 Cent/kWh [7]. In Tabelle 2.1 sind die festgesetzten Einspeisevergütungen für feste Biomasse in Abhängigkeit der Engpassleistung aufgeführt.

Engpassleistung < 2 MW	16,00 Cent/kWh
2 MW < Engpassleistung ≤ 5 MW	15,00 Cent/kWh
5 MW < Engpassleistung ≤ 10 MW	13,00 Cent/kWh
Engpassleistung > 10 MW	10,20 Cent/kWh

Tabelle 2.1: Preise für Ökostrom aus fester Biomasse [8]

Es ist damit zu rechnen, dass die Vergütung einen deutlichen Anreiz zur Errichtung von Biomasse-Anlagen darstellt. Eine genaue Abschätzung der diesbezüglichen Entwicklung ist, sowohl hinsichtlich der Gesamteinspeisung als auch der zu erwartenden Anlagentypen und -größen, aufgrund der kaum vorhandenen Dargebotsabhängigkeit und der somit fehlenden Potentialbeschränkung, mit hohen Unsicherheiten behaftet.

Da eine für das 4 %-Ziel bedeutsame Energieerzeugung aus Biomasse-Anlagen aufgrund deren gegenüber WEA relativ hoher VOLLASTSTUNDENZAHLE von ca. 4.500 h/a [7] bereits mit einer vergleichsweise geringen installierten Leistung erreicht werden kann, und da diese zudem aufgrund der fehlenden Dargebotsabhängigkeit keiner lokalen Konzentration unterliegt, können darüber hinaus nennenswerte Auswirkungen auf den Netzausbau und den Netzbetrieb ausgeschlossen werden.

## 2.3 Photovoltaik

Der Ökobilanzgruppenverantwortliche ist nach dem Ökostromgesetz verpflichtet, elektrische Energie aus Photovoltaik bis zu einer Engpassleistung von insgesamt 15 MW abzunehmen und zu vergüten [1]. Hinsichtlich der Kostenwirkung ist der Ausbau der Photovoltaik nur bis zu dieser Fördergrenze relevant.

Bis zum Inkrafttreten des Ökostromgesetzes am 1. Jänner 2003 waren bereits Photovoltaik-Anlagen mit einer Engpassleistung von insgesamt ca. 20 MW baurechtlich genehmigt, so dass von einem Erreichen der Fördergrenze auszugehen ist.

Aufgrund der geringen und zudem über ganz Österreich verteilten installierten Leistung sind technische Auswirkungen auf Netzausbau und -betrieb nicht zu erwarten.

## 2.4 Sonstige Ökostromanlagen

Die sonstigen Ökostromanlagen (Deponiegas, Geothermie und Klärgas) haben, gemessen an dem bisherigen Anlagenbestand und Begrenzungen des Ausbaus aufgrund technischer Gründe, nur einen geringen Einfluss sowohl auf die Erreichung des 4 %-Zieles als auch die Einhaltung des Förderbudgets.

## 2.5 Szenarien für die weiteren Untersuchungen

Aufgrund der geschilderten Entwicklungstendenzen werden für die weiteren Untersuchungen folgende Szenarien für das Jahr 2008 betrachtet:

- Windenergie
  - Burgenland

Aufgrund der Übereinstimmung von geplanten Projekten und den durch Ausschlussflächen begrenzten Ausbaumöglichkeiten wird von einer installierten Leistung der WEA im Burgenland

von 350 MW ausgegangen. Die notwendigen Netzausbaumaßnahmen für einen Zubau in dieser Höhe sind bereits geplant.

o Niederösterreich

Die Entwicklung des Windenergieausbaus ist in Niederösterreich deutlich schwieriger abzuschätzen als im Burgenland, da die Umsetzung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen (vgl. Abschnitt 3.1.2) das Zubaupotential mitbestimmt. Mit dem Weinviertel und dem Brucker Becken existieren zwei unterschiedlicher Gebiete, die einen verstärkten und wirtschaftlich sinnvollen Ausbau der Windenergie gestatten.

Unter Berücksichtigung bereits bestehender WEA, der Potentiale und jeweils notwendiger Netzausbaumaßnahmen, ergeben sich folgende Szenarien für die installierte Windenergieleistung:

- Weinviertel: 50 MW, 350 MW (Begrenzung der Aufnahmekapazität des Hochspannungsnetzes ohne den Zubau eines zusätzlichen HöS/HS-Umspannwerks), 700 MW
- Brucker Becken: 50 MW, 200 MW
- Waldviertel und Zentralraum: 150 MW

Diese Szenarien sind aufgrund der nur regional wirksamen Netzausbaumaßnahmen unabhängig voneinander zu betrachten.

o Restliches Österreich

Die mögliche Entwicklung für das restliche Österreich wird durch zwei Szenarien mit einer gesamten installierten WEA-Leistung von 100 MW bzw. 300 MW beschrieben.

Insgesamt ergibt sich hieraus eine Spanne des möglichen WEA-Gesamtausbaus von 700 bis 1700 MW.

• Biomasse

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse kann nur sehr grob prognostiziert werden. Im Rahmen dieser Studie werden zwei Szenarien eines Zubaus von Neuanlagen in Höhe von 1% und 2% der Stromabnahme der Endkunden in Österreich betrachtet.

• Photovoltaik

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Photovoltaik mindestens bis zu der die Einspeiseförderung ausschöpfenden Engpassleistung von 15 MW ausgebaut wird.

- Sonstige Ökostromanlagen

Der weitere Ausbau ist aufgrund technischer Gründe stark beschränkt. Im Rahmen dieser Studie wird von einem weiteren Zubau mit einer installierten Leistung von 10 MW ausgegangen.

## 2.6 Erreichung des 4 %-Ökoanteil-Ziels

Ziel des Ökostromgesetzes ist die Erreichung eines Anteils von mindestens 4 % der jährlichen Stromabgabe an Endkunden in Österreich durch erneuerbare Energieträger außer Wasserkraft bis 2008. Die Gesamtabgabe im Jahr 2008 wird, ausgehend von 47.848 GWh im Jahr 2001 [7] und einem zu erwartenden jährlichen Anstieg von ca. 2 % [56], 55.000 GWh betragen. Somit ergibt sich als Zielwert für die Energieeinspeisung aus Ökoanlagen 2.200 GWh im Jahr 2008.

Unter Berücksichtigung bestehender Anlagen und der zuvor festgelegten Szenarien der zukünftigen Entwicklung kann nun eine Abschätzung über die Erreichung dieser 4 %-Zielvorgabe erfolgen. Hierbei können die Ökoanlagen in Alt- und Neuanlagen eingeteilt werden. Für diese Unterscheidung ist ausschlaggebend, ob alle für die Errichtung notwendigen Genehmigungen vor dem 1. Jänner 2003 bestanden. Da E-Control diese Daten zum Zeitpunkt unserer Untersuchungen noch nicht endgültig vorlagen, wurden die Engpassleistungen der Altanlagen auf Basis der Bescheide genehmigter Anlagen abgeschätzt. In Tabelle 2.2 sind die Einspeiseenergie der Ökoanlagen und der damit erreichte Anteil an der Gesamtstromabgabe an die Endverbraucher für die beiden Extremszenarien im Jahr 2008 aufgeführt.

Da für Photovoltaikanlagen bereits im Jänner 2003 Bescheide mit einer gesamten Engpassleistung von ca. 20 MW vorlagen, wird von einem Erreichen der Deckelung der Förderung auf 15 MW bereits bei den Altanlagen ausgegangen. Im Rahmen dieser Studie wird bei WEA von einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 2.000 h/a ausgegangen. Dieser Wert, der bereits leicht über bisherigen Erfahrungswerten liegt, trägt somit möglichen Effizienzverbesserungen der WEA, z. B. durch einer größere Nabenhöhe, bereits Rechnung (vgl. Kapitel 9). Für die Volllaststundenzahl der weiteren Ökoanlagen wurden praxisübliche Werte angenommen [7].

Es zeigt sich, dass bereits beim Minimalszenario das 4 %-Ziel übertroffen wird. Bei einem Zubau von WEA in Niederösterreich entsprechend dem derzeit geschätzten Gesamtpotential sowie einem stärkeren Biomasseausbau würde der Ökostromanteil sogar 8 % deutlich übertreffen. Die Erreichung des Ziels eines 4%-igen Anteils von Ökoenergie an der Gesamtstromabgabe in Österreich im Jahr 2008 ist somit als unproblematisch einzuschätzen.

Energieträger	Engpassleistung [MW]		Volllaststunden [h/a]	Einspeisearbeit [GWh/a, (%)*]	
<b>Altanlagen</b>					
Biogas	14		4.600	64,4 (0,12)	
Biomasse fest	60		4.500	270,0 (0,49)	
Biomasse flüssig	1		5.000	5,0 (0,01)	
Deponiegas	9		2.800	25,2 (0,05)	
Geothermie	1		7.000	7,0 (0,01)	
Klärgas	7		2.900	20,3 (0,04)	
Photovoltaik	15		1.000	15,0 (0,03)	
Windkraft	175		2.000	350,0 (0,64)	
<b>Summe</b>				<b>759,9 (1,38)</b>	
<b>Neuanlagen</b>					
	Min.	Max.		Min.	Max.
Biomasse	120	240	4.500	540 (0,98)	1.080 (1,96)
Windkraft	525	1.525	2.000	1.050 (1,91)	3.050 (5,54)
Sonstige	10		2.900	29,0 (0,06)	
<b>Summe</b>				<b>1.619 (2,94)</b>	<b>4.159 (7,56)</b>
<b>Gesamt</b>					
<b>Summe</b>				<b>2.378,9 (4,32)</b>	<b>4.918,9 (8,94)</b>
<b>4 %-Ziel</b>				<b>2.200 (4,0)</b>	

Tabelle 2.2: Szenarien der Einspeisearbeit von Ökoanlagen im Jahr 2008

\*: Anteil an der Gesamtstromabgabe an Endverbraucher

## 2.7 Fazit

Die Analyse der Ökostromentwicklung lässt sich wie folgt zusammenfassen:

- Für das Jahr 2008 ergibt sich für das Ziel eines 4%-igen Anteils der Ökoenergie an der Gesamtstromabgabe an Endkunden ein Einspeisebedarf von 2.200 GWh.
- Die installierte WEA-Leistung wird im Jahr 2008 voraussichtlich zwischen 700 MW und 1700 MW betragen. Mit den größten Unsicherheiten ist hierbei der Ausbau in Niederösterreich behaftet, da dieser bedeutende Ausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz erforderlich macht.

- Die Erreichung des 4%-igen Ökostromanteils im Jahr 2008 ist als unproblematisch einzuschätzen. Im Maximalszenario liegt der Anteil sogar deutlich über 8%.



### **3 Folgen des WEA-Zubaus für Netzausbau und -betrieb**

Die verstärkte Windenergieeinspeisung erfordert eine Anpassung des elektrischen Netzes an die neuen Anforderungen. Zu unterscheiden sind hierbei lokale Fragestellungen – wie z. B. kurzzeitige Spannungsschwankungen oder die quasi-stationäre Spannungshaltung – von überregionalen Auswirkungen, die im wesentlichen von den verfügbaren Übertragungskapazitäten der Hoch- und Höchstspannungsnetze abhängen. Die lokal auftretenden Problemstellungen sind i. a. auch durch lokale Maßnahmen wie Auslegung und Betriebsweise der Windkonverter zu beheben (vgl. Abschnitt 9.2). Demgegenüber werden in diesem Kapitel Auswirkungen auf den überregionalen Leistungsfluss betrachtet. Gegenstand der Untersuchungen ist die Diskussion der Folgen, die den zulässigen WEA-Ausbau begrenzen oder zu wesentlichen Folgekosten führen können. Hierbei sind aufgrund der zu erwartenden hohen regionalen Konzentration der WEA nennenswerte Auswirkungen vorwiegend für die Verteilernetze der BEWAG und der EVN sowie auf das Übertragungsnetz der Verbund-Austrian Power Grid (APG) zu erwarten.

Durch Netzausbaumaßnahmen, insbesondere den Bau neuer Leitungen und die Verstärkung bzw. den Neubau von Umspannwerken können neue, für den Anschluss von WEA notwendige Übertragungskapazitäten geschaffen werden. Im folgenden Abschnitt 3.1 werden zunächst die Auswirkungen einer verstärkten Windenergieeinspeisung auf die Verteilernetze von BEWAG und EVN diskutiert. Hierbei wird hauptsächlich auf Angaben der Netzbetreiber zurückgegriffen. Anschließend werden in Abschnitt 3.2 die Auswirkungen im Übertragungsnetz der APG auf der Basis von Lastflussanalysen umfassend untersucht. Ein Fazit der Untersuchungen ist in Abschnitt 3.3 zusammengefasst.

#### **3.1 Auswirkungen auf die Verteilernetze**

Um den Anschluss der WEA an die Verteilernetze der BEWAG und der EVN in dem nach Abschnitt 2.1.1 und 2.1.2 beschriebenen Umfang zu ermöglichen, sind Ausbaumaßnahmen notwendig. Dies umfasst sowohl den Zubau von Leitungen im Mittel- und Hochspannungsnetz als auch die Verstärkung bzw. den Neubau von HöS/HS-Umspannstationen.

### 3.1.1 BEWAG

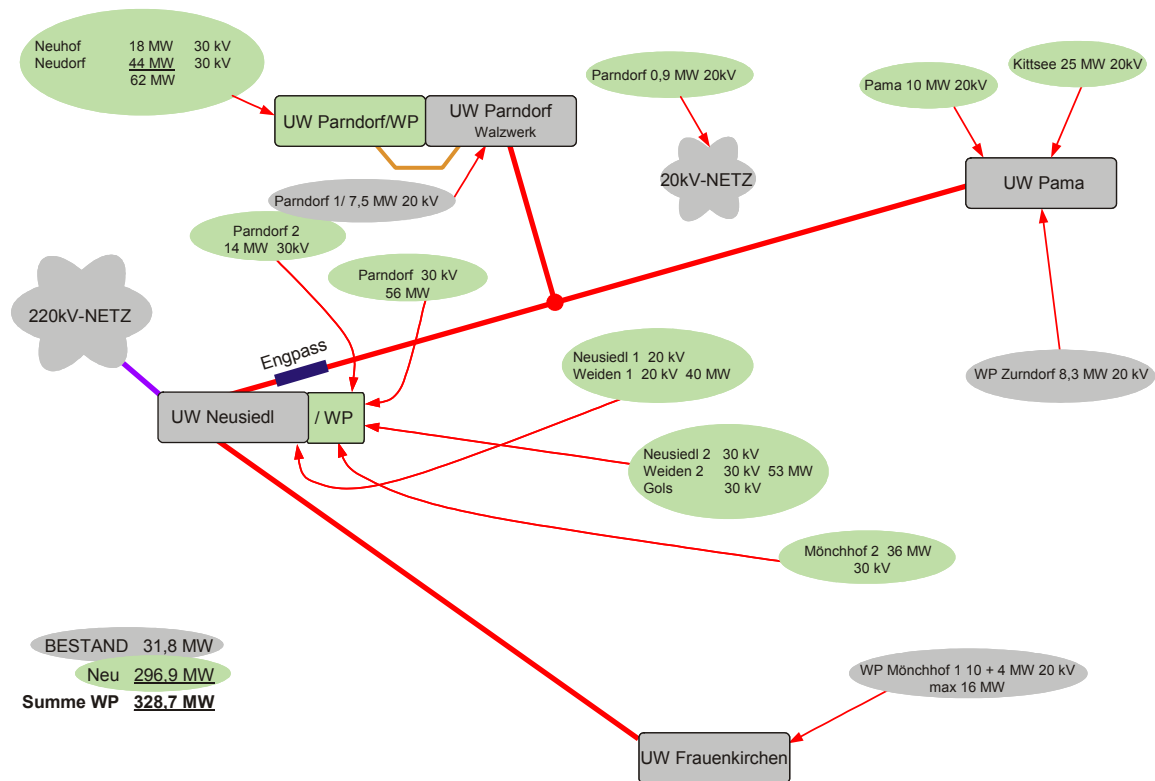


Bild 3.1: Anschlusskonzept für die Parndorfer Platte (Quelle: BEWAG, Stand Juli 2003)

Hinsichtlich des WEA-bedingten Netzausbaus im Burgenland standen uns umfangreiche Unterlagen von BEWAG zur Verfügung. Der Schwerpunkt der Windenergieeinspeisung liegt im Burgenland mit einer zu erwartenden installierten Leistung von ca. 350 MW bis Ende 2003 im Gebiet der Parndorfer Platte. Die Planungen hinsichtlich notwendiger Netzausbaumaßnahmen durch die BEWAG sind bereits abgeschlossen. Demnach ist der Anschluss der Windparks an das Hochspannungsnetz aufgrund von Genehmigungsproblemen für den Bau zusätzlicher 110-kV-Freileitungen derzeit nicht durchsetzbar. Aus diesem Grunde ist geplant, die WEA über Mittelspannungs-Stichleitungen direkt an die Umspannwerke Neusiedl, Parndorf und Pama anzuschließen. Dieses Anschlusskonzept erfordert darüber hinaus eine Erhöhung des Umspannquerschnitts der Stationen Neusiedl und Parndorf. Das geplante Anschlusskonzept ist in Bild 3.1 dargestellt.

Aufgrund des Anschlusses über Stichleitungen ist es im Burgenland möglich, die Kosten für den windbedingten Netzausbau direkt den einzelnen Windparks zuzuordnen. Es wäre somit auch prinzipiell denkbar, diese Kosten verursachergerecht an die einzelnen WEA-Betreiber weiterzureichen. Erste Kostenschätzungen der BEWAG belaufen sich auf durchschnittlich ca. 50.000 € pro MW zugebau-

ter WEA-Leistung. Diese Werte variieren jedoch je nach Lage der Windparks zwischen 38.000 €/MW (AWP) und 62.000 €/MW (Parnwind).

### **3.1.2 EVN**

Hinsichtlich des WEA-bedingten Netzausbaus in Niederösterreich standen uns umfangreiche Unterlagen von EVN zur Verfügung. Demnach sind Auswirkungen einer verstärkten Windenergieeinspeisung auf das Verteilernetz von EVN vornehmlich für die Regionen Weinviertel und das Brucker Becken zu erwarten, während die erwartete Windenergieeinspeisung im Bereich Waldviertel von den vorhandenen Netzen aufgenommen werden kann.

Die Abschätzungen der für die jeweiligen Ausbauszenarien der Windenergie entstehenden Kosten erfolgt in drei Schritten:

1. Bestimmung der notwendigen Ausbaumaßnahmen,
2. Bestimmung der Kosten für diese Ausbaumaßnahmen,
3. Bestimmung des Kostenanteils, der allein durch eine verstärkte Windenergieeinspeisung verursacht wird, d. h. der nicht zur Versorgung der übrigen Netzkunden, z. B. aufgrund von Lastanstieg, ohnehin erforderlich wäre.

### **Weinviertel**

Für die Anbindung von WEA im Weinviertel können nach Angaben von EVN bis zu einer installierten Leistung von 350 MW die Ausbaumaßnahmen auf das Hochspannungsnetz beschränkt werden. Die Übernahme der WEA-Einspeisung in das Übertragungsnetz würde hierbei über das Umspannwerk Bisamberg erfolgen. Zur Abführung der zusätzlichen Windenergie ist hierfür eine Verstärkung des 110-kV-Rings Bisamberg-Gänserndorf-Neusiedl-Bisamberg geplant, an den die in diesem Gebiet verteilten Windparks angeschlossen werden sollen.

Für die Ausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz sind von EVN insgesamt fünf Etappen geplant. Diese ermöglichen jeweils den Anschluss von ca. 60 - 80 MW Windleistung, weisen jedoch unterschiedlich hohe Kosten auf. Theoretisch könnte es daher von Vorteil sein, kostengünstige Etappen vorrangig umzusetzen, um die auf den WEA-Zubau bezogenen Ausbaukosten zunächst gering zu halten.

EVN weist in diesem Zusammenhang jedoch darauf hin, dass die Etappen ein gemeinsames Gesamtkonzept bilden, mit dem die Anbindung der verteilten Windparks und die Versorgung der bestehenden Kunden kostenoptimal realisiert werde. Dies bedeutet, dass von den einzelnen Ausbautetappen nicht nur einzelne Windparks profitieren, sondern jeweils mehrere Standorte und zudem jeweils anteilig auch die übrigen Netzkunden. Aufgrund dessen können die Etappen nicht isoliert voneinander betrachtet werden. Insbesondere hängt der durch die Ausbautetappen jeweils ermöglichte zusätzliche WEA-Ausbau von der Reihenfolge der Etappen ab. Es ist daher laut EVN nicht zielführend, einzelne kostengünstig erscheinende Maßnahmen vorzuziehen und kostenintensive erst später durchzuführen<sup>5</sup>. Hinzu kommt, dass sich die derzeit geplante Ausbaureihenfolge nicht ausschließlich aus technisch-wirtschaftlichen, sondern auch aus organisatorischen und genehmigungsrechtlichen Gesichtspunkten ergibt. So müssen im Bereich zwischen Bisamberg und Eibesbrunn Siedlungsgebiete gekreuzt werden, was erfahrungsgemäß zu einer verzögerten Realisierung der betreffenden Ausbauschritte führt.

Insgesamt fallen entsprechend der Angaben von EVN für alle Baumaßnahmen bis zu einem WEA-Ausbau von 350 MW Gesamtkosten in Höhe von 57,5 Mio. € an. (Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der Ausbau nicht ausschließlich dem Anschluss von WEA dient, s. u.). Die Ausbaukosten umfassen die Aufwendungen für neue Leitungen, für die Erweiterung, bzw. den Neubau von 110/20-kV-Umspannwerken und die Einschleifung von drei bestehenden Umspannwerken. In Tabelle 3.1 werden die Kostenannahmen von EVN für den Leitungs- sowie den Umspannwerkneubau mit am IAEW verfügbaren Erfahrungswerten verglichen. Die Vergleichskosten eines Umspannwerks wurden hierzu anhand einer typischen, tendenziell nach unten abgeschätzten Dimensionierung mit 2 HS/MS-Transformatoren, 2 HS-Leistungsschaltern und 10 MS-Schaltfeldern ermittelt. (Für die Kosten der Erweiterung bzw. Einschleifung bestehender Umspannwerke können keine Vergleichswerte angegeben werden, da die jeweils durchzuführenden Maßnahmen stark fallspezifisch sind.)

Diese Aufstellung zeigt, dass die von EVN angesetzten Gesamtkosten für die Verstärkung des Hochspannungsringes plausibel erscheinen.

---

<sup>5</sup> Als Beispiel sei die relativ kostengünstige vierte Ausbautetappe genannt, die die Netzverstärkung in und zwischen Bisamberg und Eibesbrunn umfasst. Hierdurch wird die Anbindung des 110-kV-Rings an die Abstützung in Bisamberg verstärkt, so dass weitere 70-80 MW an WEA installiert werden können. Dieser weitere WEA-Zubau wird jedoch verteilt über das Gesamtgebiet erfolgen und setzt daher voraus, dass der 110-kV-Ring selbst zu diesem Zeitpunkt bereits zur Aufnahme dieser Leistung ausgebaut wurde.

Baumaßnahme	Spezifische Kosten (Datenbasis IAEW)	Resultierende Gesamtkostenschätzung [Mio. €]	Kostenangaben EVN [Mio. €]
<b>119 km Leitung</b>	194 - 276 T€/km	<b>23,1 - 32,8</b>	<b>26,9</b>
2 HS/MS-Transformatoren	250 – 813 T€/Stk.	0,5 – 1,6	
2 HS-Leistungsschalter	409 – 614 T€/Stk.	0,8 - 1,2	
10 MS-Schaltfelder	18 - 50 T€/Stk.	0,2 – 0,5	
<b>6 neue Umspannwerke</b>	1,5 – 3,3 Mio.€/Stk.	<b>9,0 – 19,8</b>	<b>13,2</b>
<b>Erweiterung von 4 Umspannwerken</b>	abhängig von konkreten Maßnahmen	abhängig von konkreten Maßnahmen	<b>11,4</b>
<b>Einschleifung 3 UW</b>	abhängig von konkreten Maßnahmen	abhängig von konkreten Maßnahmen	<b>6,0</b>
<b>Gesamtkosten</b>			<b>57,5</b>

Tabelle 3.1: Gesamtkosten (inklusive EVN-Anteil) für Ausbaumaßnahmen im Weinviertel bis zu einem WEA-Ausbau von 350 MW

Da die WEA in das bestehende Netz integriert werden, ist eine direkte Zuordnung gesamter Ausbaumaßnahmen zu einzelnen WEA-Parks oder auch zum WEA-Ausbau als Ganzes nicht immer möglich. Allerdings lässt sich jeweils ein Anteil bestimmen, der nicht durch den WEA-Zubau bedingt ist. Nach Angaben von EVN ergibt sich dieser vor allem durch altersbedingten Ersatzbedarf sowie vermiedene Investitionen im Mittelspannungsnetz beim Neubau von Umspannwerken. Die hierzu gemachten Angaben erscheinen im Grundsatz plausibel; eine weitergehende quantitative Analyse der Kostendifferenzierung nach windbedingten und bereits für das heutige Netz notwendigen Anteilen ist nicht Gegenstand dieser Studie. Nach Angaben von EVN ergeben sich für den allein durch den Windenergieausbau bedingten Anteil der Netzausbaumaßnahmen Zusatzkosten von 35,88 Mio. €, d. h. ca. 100.000 € pro installiertem MW.

Bei einer über 350 MW hinausgehenden Windenergieeinspeisung ist zusätzlich der Bau eines neuen Umspannwerkes zum Anschluss an das APG-Netz im Gebiet Jedenspeigen notwendig. Durch den Neubau des Umspannwerkes und weitere damit im Zusammenhang stehende Ausbaumaßnahmen im 110-kV-Netz entstünden zusätzliche Kosten in Höhe von 25,7 Mio. €, von denen nach Angaben von EVN 20,7 Mio. € allein durch verstärkten Windenergieausbau bedingt werden. Bei einer Annahme von ca. 550 MW Gesamtausbau entspräche auch dies spezifischen Kosten von 100.000 € pro installiertem MW; dieser Wert ist jedoch relativ unsicher, da der letztlich realisierte WEA-Gesamtausbau derzeit nur grob schätzbar ist und auch die Netzausbauplanung noch weiterer Detaillierung bedarf. (Zusätzlich würden in diesem Fall nach Angaben von APG Verstärkungsmaßnahmen an den 220-kV-Leitungen der APG im Bereich Jedenspeigen-Bisamberg erforderlich werden, die in die

Leitungen der APG im Bereich Jedenspeigen-Bisamberg erforderlich werden, die in die obige Kostenschätzung noch nicht einbezogen sind.)

Die Grenze von 350 MW, ab der diese zweite Ausbaustufe erforderlich wird, ist prinzipiell ausdehnbar. So könnte durch den Einsatz stärker dimensionierter 110-kV-Leitungen (z.B. 564/72 Al/St) ein WEA-Ausbau auch bis zu ca. 450 MW ohne den Zubau eines weiteren Umspannwerkes erreicht werden. Es ist jedoch zu beachten, dass der gesamte 110-kV-Ring diese Dimensionierung erfahren müsste; insbesondere müssten hierzu nach Angaben von EVN an mehreren Stellen erst vor wenigen Jahren erneuerte Leitungsstücke ersetzt werden. Bei einer Überschreitung von 450 MW wäre der Umspannwerksneubau zudem unabdingbar, und die Kapazität des 110-kV-Rings würde dann nicht mehr vollständig genutzt. Die stärkere Dimensionierung der 110-kV-Leitungen würde somit bei WEA-Ausbau bis 450 MW zu einer Senkung der spezifischen Netzausbaukosten führen, sich jedoch bei weitergehendem WEA-Ausbau als nicht gesamtkostenoptimal erweisen.

## Brucker Becken

Die Anbindung von Windparks im Brucker Becken soll nach Angaben von APG und EVN an eine der Kuppelleitungen von Wien Südost nach Győr/Ungarn erfolgen. Hierfür ist der Neubau einer Umspannstation in Bruck an der Leitha erforderlich. Dabei besteht grundsätzlich die Möglichkeit eines Anschlusses entweder an die 220- oder 380-kV-Kuppelleitung.

Das Konzept für einen Anschluss an die 220-kV-Leitung ist in Bild 3.2 dargestellt. Erste Abschätzungen gehen von Netzausbaukosten von 10 - 13 Mio. € aus.

Bei einem Anschluss an die 380-kV-Kuppelleitung (Bild 3.3) betragen die Kosten nach ersten Schätzungen ca. 15 Mio. €.

Derzeit ist vorgesehen, die Höchstspannungs-Schaltanlage auf 380 kV auszulegen, zunächst aber nur mit 220 kV zu betreiben; möglicherweise können hierzu bei APG frei werdende 220/110-kV-Transformatoren genutzt werden. Wird durch den verstärkten Ausbau der Windenergie im Brucker Becken sowie im nördlichen Burgenland<sup>6</sup> die Aufnahmefähigkeit der 220-kV-Leitung von Wien Süd-

---

<sup>6</sup> Die WEA-Einspeisung im Bereich Parndorfer Platte wird über das Umspannwerk Neusiedl abgeführt, das ebenfalls in die 220-kV-Leitung von Wien Südost nach Győr eingebunden ist.

ost nach Győr überschritten, so kann nach Beschaffung der fehlenden 380/110-kV-Transformatoren ein nachträglicher Anschluss an die 380-kV-Kuppelleitung erfolgen.

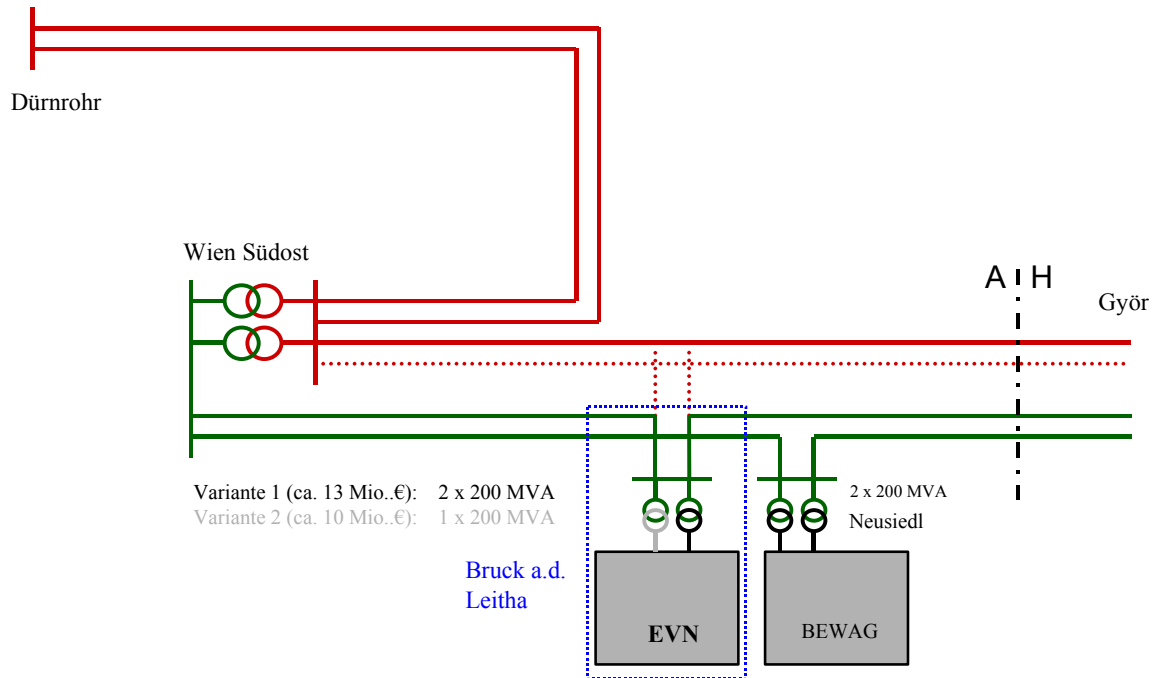


Bild 3.2: Brucker Becken: Konzept für den Anschluss an das 220-kV-Netz (Quelle: APG)

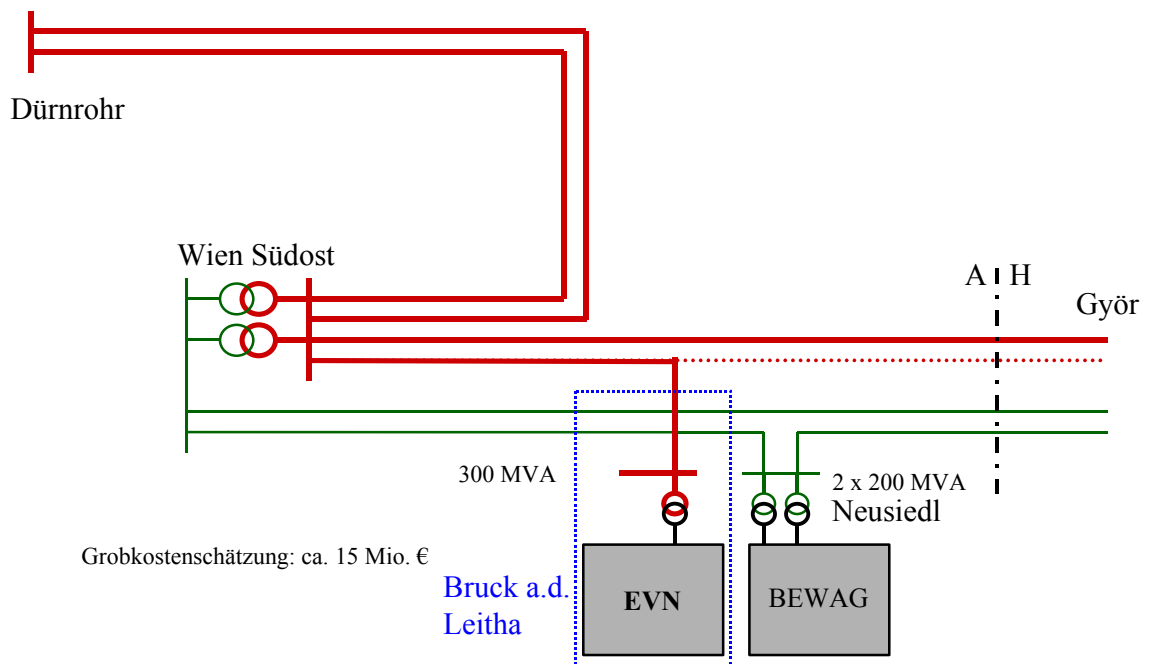


Bild 3.3: Brucker Becken: Konzept für den Anschluss an das 380-kV-Netz (Quelle: APG)

Inklusive der in der Hochspannungsebene anfallenden Maßnahmen (Bau einer Leitung und Erweiterung eines HS/MS-Umspannwerkes) entstehen durch den WEA-Ausbau im Brucker Becken lt. EVN Kosten von 15 Mio. €, so dass sich bei einer erwarteten und dann möglichen Anschlusskapazität von 150 MW wiederum einen spezifischen Betrag von ca. 100.000 €/MW ergeben.

### Diskussion der spezifischen Ausbaurkosten

EVN plant, die Kosten des WEA-bedingten Netzausbaus leistungsproportional auf die WEA-Betreiber umzulegen, d. h. eine Pauschale von 100.000 € pro MW WEA-Leistung zu erheben. Hauptargument ist dabei, dass andernfalls die bestehenden Netzkunden durch Erhöhung der Systemnutzungstarife pauschal, jedoch nur im EVN-Versorgungsgebiet, belastet würden. In diesem Zusammenhang sollen zwei Fragen diskutiert werden:

- Ist die Gesamthöhe der Kosten plausibel?
- Ist es sachgerecht, die Kosten als Pauschale gleichmäßig auf alle WEA-Projekte zu verteilen?

(Es soll dagegen an dieser Stelle nicht diskutiert werden, ob und inwieweit Kosten für den Ausbau des vorgelagerten Netzes überhaupt auf die Anschlussnehmer umgelegt werden können oder sollten; hierzu geben wir im Rahmen der integralen Kostenanalyse (Kapitel 5) und im Zuge der Schlussfolgerungen (Kapitel 6) ergänzende Anmerkungen.)

Hinsichtlich der **Gesamthöhe** der Netzausbaurkosten zeigt unsere obige Analyse, dass diese sich im Rahmen der hier erreichbaren Genauigkeit als plausibel erweisen (vgl. Tabelle 3.1). EVN wäre darüber hinaus nach eigener Aussage bereit, nach erfolgtem Netzausbaur eine Nachabrechnung vorzunehmen; d. h. dass die Pauschale zunächst erhoben würde, um eine Vorfinanzierung des Ausbaus durch EVN zu vermeiden, dass jedoch anschließend basierend auf den tatsächlich angefallenen Ausbaurkosten Nach- oder Rückzahlungen an die WEA-Betreiber erfolgen. Bei diesem Modell wäre nur der Prozentsatz des WEA-bedingten Anteils, nicht jedoch dessen absolute Höhe, im Vorhinein fest zu vereinbaren.

Die **pauschale Umlage** der Kosten erscheint uns innerhalb der jeweiligen Ausbaustufen (also im Weinviertel bis 350 MW bzw. jenseits von 350 MW) sachgerecht, da eine Zuordnung einzelner Teiletappen zu bestimmten WEA-Parks nicht sinnvoll möglich ist.



## 3.2 Auswirkungen auf das Übertragungsnetz der APG

### 3.2.1 Derzeitige Netzsituation

Zur Untersuchung der WEA-bedingten Auswirkungen auf das österreichische Übertragungsnetz standen uns umfangreiche Unterlagen von APG zur Verfügung. Das Übertragungsnetz der APG ist bereits heute durch eine sehr hohe Auslastung gekennzeichnet. Vorwiegend aufgrund der innerhalb Österreichs bestehenden Last- und Erzeugungssituation, aber auch durch internationale Stromtransite, gilt dies im besonderen Maße für die drei 220-kV-Nord-Süd-Leitungen Wien-Südost nach Ternitz, Ernthofen nach Weißenbach und St.Peter nach Salzach sowie auch für die südliche Fortsetzung der ersten beiden Leitungen, die von Hessenberg nach Obersielach führt. Die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten erlauben hier bereits heute teilweise nicht mehr einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb [9]. In diesem Zusammenhang strebt APG den Bau einer zusätzlichen 380-kV-Leitung vom Umspannwerk Südburgenland nach Kainachtal an, um durch den somit erzielten Lückenschluss die Übertragungskapazität in Nord-Südrichtung bedeutend zu erhöhen (Bild 3.4).

Durch die verstärkte Windenergieeinspeisung in Niederösterreich und dem Burgenland entsteht ein weiterer Einspeiseschwerpunkt im Nord-Osten Österreichs. Die geographische bzw. netztopologische Lage der Anschlusspunkte in das Übertragungsnetz, Bisamberg und Neusiedl bzw. Bruck, lassen insbesondere eine Verschärfung der Engpassproblematik für die Leitung von Wien-Südost nach Ternitz erwarten.

Im folgenden wird die Auswirkung der zu erwartenden zusätzlichen Windenergieeinspeisung auf die Netzsicherheit im APG-Netz untersucht. Hierzu werden im Sinne einer exemplarischen Worst-Case-Betrachtung zunächst besonders kritische Netzsituationen analysiert (Abschnitt 3.2.2). Anschließend werden Möglichkeiten, Notwendigkeit und Grenzen von Engpassmanagementmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit diskutiert und darauf aufbauend abgeschätzt, welche Auswirkungen die Windenergieeinspeisung im Jahresverlauf hat (Abschnitt 3.2.3). Abschließend wird untersucht, wie sich die geplante 380-kV-Leitung von Südburgenland nach Kainachtal in diesem Zusammenhang auswirkt (Abschnitt 3.2.4).

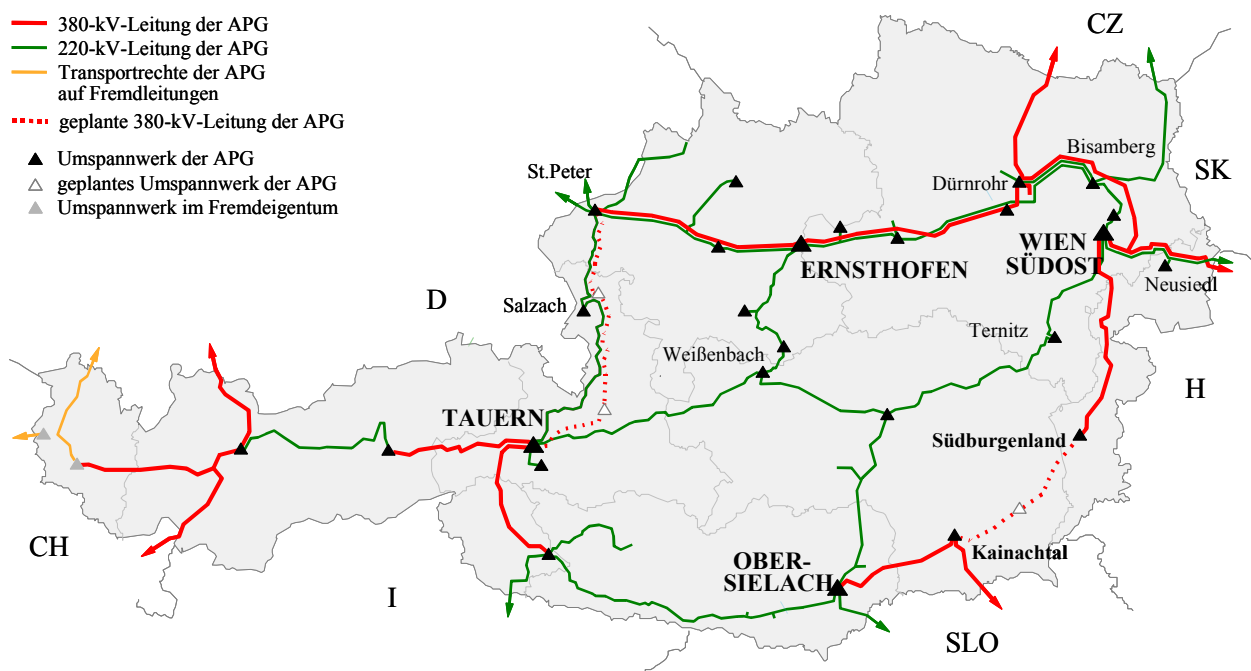


Bild 3.4: Übertragungsnetz der APG (Quelle: APG)

### 3.2.2 Auswirkungen des WEA-Ausbaus auf kritische Netzsituationen

In diesem Untersuchungsschritt werden die maximal mögliche Auswirkungen verstärkter Windeinspeisung für einen bereits heute sehr kritischen Netzzustand bestimmt. Hierzu wird, unter Berücksichtigung des erwarteten Lastanstiegs bis 2008, die für das jeweils untersuchte WEA-Ausbauszenario maximale Windeinspeisung angesetzt.

Für die Untersuchungen wurden uns von der APG Lastflussdatensätze von sechs Netzsituationen zur Verfügung gestellt. Voruntersuchungen haben gezeigt, dass unter diesen der Zustand am 16. Jänner 2002 um 2:30 Uhr der kritischste hinsichtlich der Belastung der drei Nord-Süd-Verbindungen war. Im Folgenden wird daher dieser Fall genauer untersucht.

Ziel der Untersuchung ist es zu bestimmen, wie sich in einer derart stark vorbelasteten Netzsituation die in Abschnitt 2.5 angegebenen Szenarien zusätzlicher WEA-Einspeisung auf die Belastung der drei Nord-Süd-Engpässe auswirken. Ausgehend von der aufgezeichneten Netzsituation wurden hierzu die Belastungen bei maximal möglicher Windeinspeisung für das Jahr 2008 simuliert. Die hierbei verwendete Vorgehensweise ist in Bild 3.5 dargestellt.

Für den hierbei verwendete Ausgangszustand vom 16. Jänner 2002 um 2:30 Uhr wird zunächst der erwartete Lastanstieg bis zum Betrachtungsjahr 2008 berücksichtigt. Für den betrachteten Zustand

betrug die Systemlast ca. 6,1 GW, so dass sich unter Berücksichtigung eines jährlichen 2%-igen Lastanstiegs [56] eine absolute Lasterhöhung bis zum Jahr 2008 von ca. 770 MW ergibt.

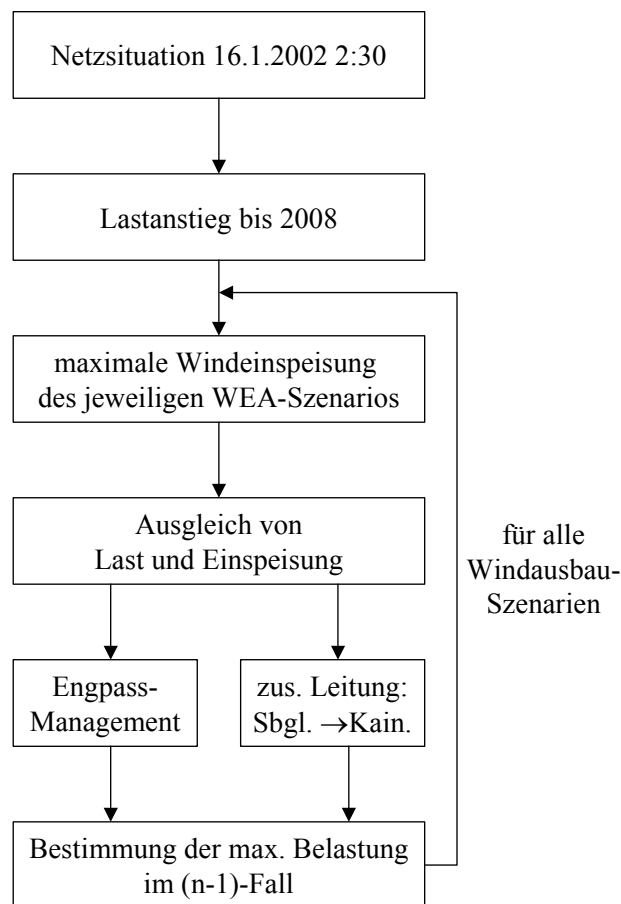


Bild 3.5: Untersuchungsablauf

Je nach betrachtetem Windausbau-Szenario ergibt sich zwischen der Höhe der Windeinspeisung und dem Lastanstieg eine unterschiedlich große Leistungsdifferenz, die im Lastflussmodell prinzipiell auf zwei unterschiedliche Weisen durch eine veränderte Kraftwerkseinspeisung ausgeglichen werden kann:

- Wurde bei der Prognose der Windeinspeisung am Vortag bereits ein hoher Einspeisewert erwartet, so würde dieser auf alle Bilanzgruppen verteilt. Wir nehmen vereinfachend an, dass im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanung der Bilanzgruppenverantwortlichen bzw. Kraftwerksbetreiber daraufhin vor allem thermische Kraftwerke im Norden Österreichs in geringerem Umfang eingesetzt würden.
- Für den Fall eines hohen Prognosefehlers und somit einer starken Unterschätzung der Windeinspeisung muss der Leistungsausgleich dagegen kurzfristig im Rahmen des Minutenreserveinsatzes er-

folgen. Wir machen hierbei die plausible, jedoch vereinfachende Annahme, dass hierfür ausschließlich die Speicherkraftwerke im Süden herangezogen werden.

Anschließend werden mittels Lastflussberechnung für alle zu untersuchenden Windausbauszenarien die Belastungen der drei Nord-Süd-Engpässe unter Berücksichtigung der maximalen Windeinspeisung bestimmt, wobei ggf. Engpassmanagement-Maßnahmen (Abschnitt 3.2.3) bzw. der zu untersuchende Leitungsneubau (Abschnitt 3.2.4) berücksichtigt werden. Gemäß dem in der UCTE üblichen Netzsicherheitskriterium wird bei der Bestimmung der Leitungsbelastungen der „(n-1)-Fall“ zugrunde gelegt, d. h. die Netzsituation nach Ausfall eines Transformators oder Leitungssystems, wobei dieser Ausfall für jede betrachtete Nord-Süd-Leitung individuell so bestimmt wird, dass sich dort die höchste Belastung ergibt (dies ist üblicherweise der Ausfall des jeweils parallelen Systems).

In Bild 3.6 ist der Szenarienbaum für die in Abschnitt 2.5 beschriebenen Windausbauszenarien aufgetragen. Da die Entwicklungen des WEA-Zubaus für die einzelnen Regionen unabhängig voneinander erfolgen können, müssen alle möglichen Kombinationen untersucht werden, so dass sich insgesamt 12 unterschiedliche Ausbauszenarien ergeben. Da neben dem als bekannt vorausgesetzten Zubau im Burgenland und im Waldviertel für das Brucker Becken, das Weinviertel und das restliche Österreich jeweils unterschiedliche Szenarien angesetzt wurden, werden im Folgenden die einzelnen Ausbauszenarien anhand eines dreistelligen Codes gekennzeichnet. Die erste Ziffer steht hierbei für die beiden Ausbauszenarien im Brucker Becken (1: 50 MW, 2: 200 MW), die zweite für die Ausbauszenarien im Weinviertel (1: 50 MW, 2: 350 MW, 3: 700 MW) und die dritte für die Ausbauszenarien im restlichen Österreich (1: 100 MW, 2: 300 MW).

Wie bereits beschrieben, kann der Bilanzausgleich zwischen zusätzlicher Last und der für die einzelnen Szenarien unterschiedlichen maximalen Windenergieeinspeisung bei einer deutlichen Unterschätzung der Windeinspeisung nur durch die Speicherkraftwerke im Süden erfolgen. Die sich dann ergebenden Belastungen im (n-1)-Fall sind in Bild 3.7 für die Leitung St.Peter nach Salzach als Szenarienbaum aufgetragen. Im untersuchten Ausgangszustand (16. Jänner 2002, 2:30) betrug die (n-1)-Belastung 137 % des thermischen Grenzstroms<sup>7</sup>. Untersucht man nun die (n-1)-Belastung für ein Fortschreiben des Netzzustandes und unter Berücksichtigung des jährlichen 2%-igen Lastanstiegs [56] und der maximalen Windenergieeinspeisung für das minimale Ausbauszenario (Szenario 111) von insgesamt 700

---

<sup>7</sup> Eine (n-1)-Belastung von 137 % bedeutet, dass die betrachtete Leitung beim ungünstigsten angenommenen Ausfall (dies ist hier der Ausfall des parallelen Stromkreises) eine Auslastung aufweist, die um 37 % über der zulässigen Dauerbelastung liegt.

MW, so erhöht sich diese für das Jahr 2008 um 10 Prozentpunkte auf nunmehr 147 %. Bei einem weiteren Zubau von WEA ergeben sich entsprechend höhere Belastungen, beim Maximalszenario 232 ( $P_{WEA_{inst}} = 1.700 \text{ MW}$ ) von 195 %. Maßgeblich hierfür verantwortlich ist der Ausbau im Weinviertel auf 700 MW, der alleine einen Belastungszunahme von 35 Prozentpunkten verursacht (Schritt von „2X<sub>2</sub>X<sub>3</sub>“ nach „23X<sub>3</sub>“ in Bild 3.7).

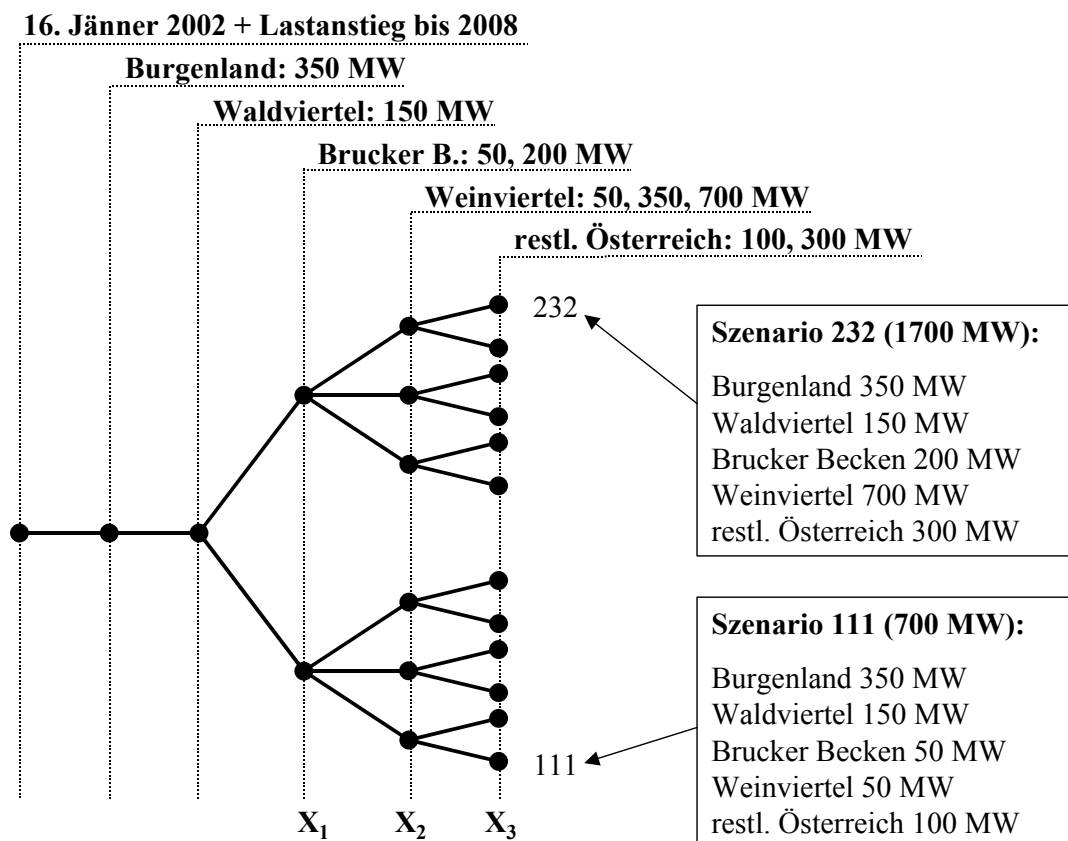


Bild 3.6: Szenarienbaum des Windausbaus

Falls die hohe Windenergieeinspeisung bereits im vornhinein richtig prognostiziert wird, so kann der Bilanzausgleich auch durch thermische Kraftwerke erfolgen. Bei Ausbauszenarien, bei denen die maximale Windeinspeisung höher ist als der Lastanstieg, müssen die Kraftwerke gegenüber dem Ausgangszustand heruntergefahren werden. Um den Nord-Süd-Engpass zu entlasten, ist es für diese Situationen sinnvoll, Kraftwerke im Norden für die Leistungsausgleich heranzuziehen. Bild 3.8 zeigt den Einfluss der eingesetzten Kraftwerke auf die (n-1)-Belastung der Leitung von Wien Südost nach Ternitz. Für das Maximalszenario 232 ergibt sich eine Differenz der Belastung von ca. 40 Prozentpunkten.

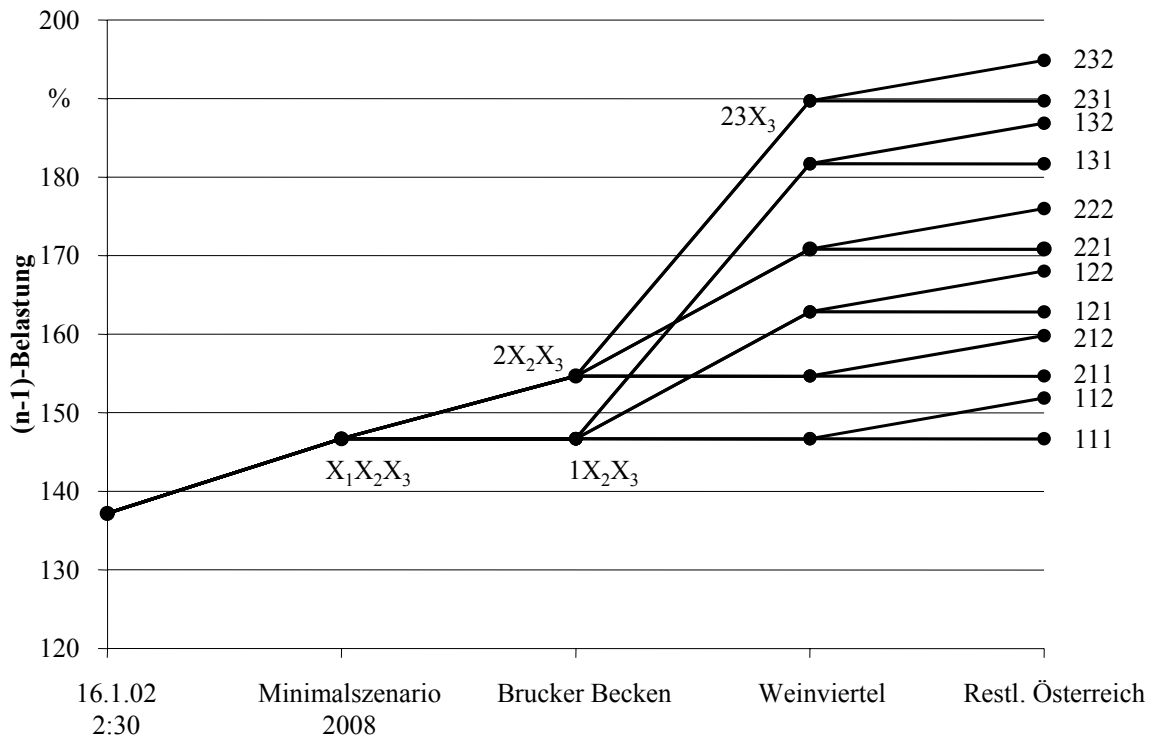


Bild 3.7: Belastung der Leitung St.Peter→Salzach im (n-1)-Fall für unterschiedliche Windausbau szenarien

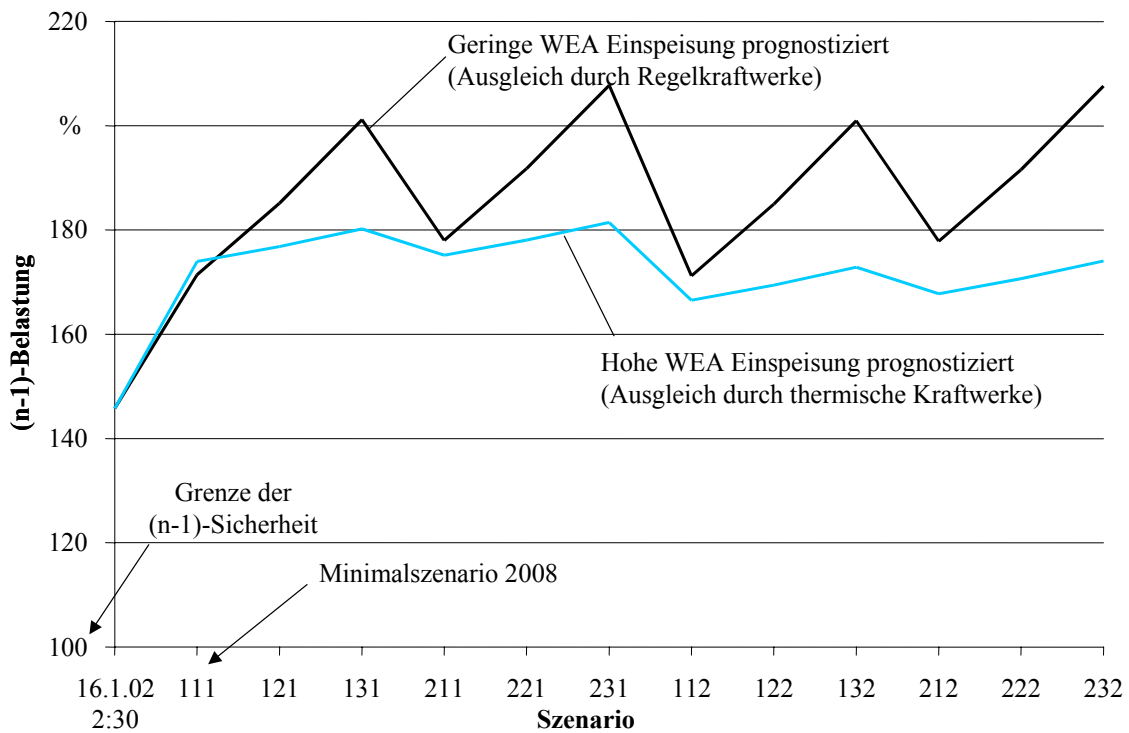


Bild 3.8: Belastung der Leitung Wien Südost→Ternitz

Ziel dieses Untersuchungspunktes ist es, die Belastungen im „worst case“ zu bestimmen. Im Folgenden werden daher die Zustände untersucht, bei denen der Bilanzausgleich aufgrund einer deutlichen WEA-Einspeisungsunterschätzung durch die hydraulischen Speicherkraftwerke im Süden erfolgen muss.

In Bild 3.9 sind die (n-1)-Belastungen für die drei kritischen Engpassleitungen Wien Südost nach Ternitz, Ernthofen nach Weißenbach und St.Peter nach Salzach aufgetragen. Die Belastungen im Minimalszenario (111) liegen hierbei zwischen 172 % für die Leitung Wien Südost nach Ternitz und 135 % für die Leitung Ernthofen nach Weißenbach. Die durchschnittliche Belastung liegt im Vergleich zur Ausgangssituation um ca. 15 Prozentpunkte höher. Für das Maximalszenario (232) ergeben sich Belastungswerte zwischen 171 % und 207 %; hier liegt die durchschnittliche Belastung bei 190 %.

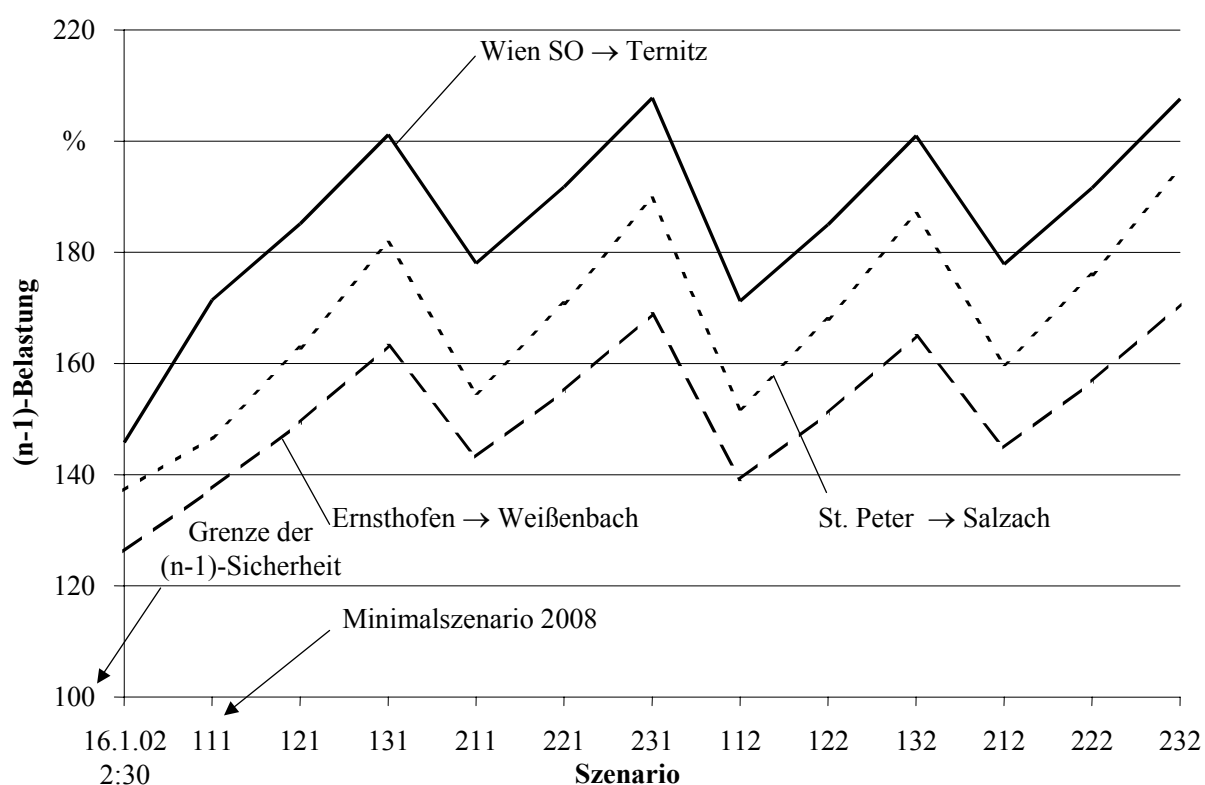


Bild 3.9: Belastung der drei kritischen Nord-Süd-Leitungen in Abhängigkeit der Szenarien des WEA-Ausbaus (vgl. Bild 3.6)

Durch die zusätzliche Windenergieeinspeisung ergibt sich für den „worst case“ – d. h. bei maximalem Windenergieausbau ( $P_{WEA_{inst}} = 1.700 \text{ MW}$ ) und Unterschätzung der Windenergieeinspeisung – somit

eine deutliche Erhöhung der (n-1)-Engpassbelastung von durchschnittlich 55 % des thermischen Grenzstroms.

### 3.2.3 Einfluss des WEA-Ausbaus auf den Bedarf an Engpassmanagement

Aufgabe des Engpassmanagements ist die Entlastung bestehender bzw. zu erwartender Engpässe. Als Engpass sind hierbei diejenigen Komponenten des Netzes zu verstehen, die im (n-1)-Fall zu mehr als 100 % belastet sind. Durch Engpassmanagement muss die Belastung der Engpässe im Normalbetrieb so weit verringert werden, dass sie selbst unmittelbar nach einem Leitungsausfall – wenn aus Zeitgründen noch keine weiteren korrektiven Eingriffe möglich sind – im zulässigen Bereich verbleibt. Dies bedeutet, dass Engpassmanagement-Maßnahmen während der gesamten Dauer hoher Netzbelastung durchgeführt werden müssen und nicht etwa nur nach Auftreten eines Leitungsausfalls.

Die Aufgabe des Engpassmanagement für das Übertragungsnetz der APG besteht derzeit hauptsächlich in der Entlastung der Nord-Süd-Engpässe. Eine entlastende Wirkung kann hierbei durch das Hochfahren von Kraftwerken im Süden und durch das gleichzeitige Herunterfahren von Kraftwerken im Norden erzielt werden. Ein Großteil der Erzeugungsleistung im Süden Österreichs wird allerdings in Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt. Diese dienen einerseits der Deckung der Lastspitzen und stellen andererseits Regelleistung zur Verfügung. Bei einem erheblichem Einsatz zum Engpassmanagement – etwa durch nächtliches Pumpverbot – könnten die Speicherkraftwerke diese Aufgaben nicht mehr erfüllen, weil hierfür die natürlichen Zuflüsse allein nicht ausreichen [15]. Daher stehen für kontinuierliches Engpassmanagement nur die thermischen Kraftwerke zur Verfügung.

Zur Steuerung des Leistungsflusses stehen APG mehrere 380/220-kV-Schrägregeltransformatoren zur Verfügung. Für die im Folgenden dargestellten Ergebnisse wurde hinsichtlich der Auslastung einzelner Leitungen zunächst im Lastflussmodell eine unveränderte Transformatorstufung angesetzt. Die Bewertung der einzelnen Maßnahmen erfolgt dann jedoch auf Basis der erzielbaren durchschnittlichen Entlastung aller drei Engpässe; dadurch wird implizit berücksichtigt, dass die Leistungsflüsse auf den drei Nord-Süd-Engpässen prinzipiell mittels der Schrägregeltransformatoren vergleichmäßigt werden können.

### Entlastungsmöglichkeit durch Engpassmanagement

Zunächst werden für den zuvor untersuchten kritischen Netzzustand bei einer maximalen Windeinspeisung von 1700 MW die Wirkungsweise, die Entlastungsmöglichkeiten und die Grenzen des Engpassmanagements im Übertragungsnetz untersucht. Anschließend werden die gewonnenen Erkennt-



nisse auf den Zeitraum eines Jahres übertragen, um den integralen Einfluss des Windenergieausbaus zu bewerten.

In Tabelle 3.2 sind die Entlastungen im (n-1)-Fall durch Einspeiseerhöhungen der thermischen Kraftwerke angegeben. Eine Engpassmanagementmaßnahme besteht im einfachsten Fall aus dem Hochfahren eines entlastend wirkenden Kraftwerkes und dem Herunterfahren eines belastend wirkenden Kraftwerkes um den selben Betrag. Die Höhe der Entlastung ergibt sich dann aus der Differenz der Einzelwirkungen. Zum Beispiel könnte die Leitung von Wien-Südost nach Ternitz durch Einspeiseverschiebung von 100 MW zwischen Voitsberg und Donaustadt um  $2,28 - (-3,24) = 5,52$  % der thermischen Grenzleistung entlastet werden; über alle drei kritischen Leitungen ergäbe sich eine durchschnittliche Entlastung von  $1,57 - (-2,12) = 3,69$  %.

Kraftwerk	Entlastung in % der thermischen Grenzleistung bei Erhöhung der Kraftwerkseinspeisung um jeweils 100 MW			
	Wien Südost → Ternitz	Ernsthofen → Weißenbach	St.Peter → Salzach	Durchschnitt
Mellach	5,67	4,26	0,08	3,34
Zeltweg	4,55	3,82	0,34	2,90
Werndorf I+II	5,61	2,43	0,02	2,69
St. Andrä 2	3,14	2,81	0,56	2,17
Voitsberg	2,28	2,15	0,29	1,57
Dürnröhr I+II	-2,34	-2,30	-1,63	-2,09
Teiss	-2,59	-2,13	-1,58	-2,10
Leopoldau	-3,24	-1,68	-1,45	-2,12
Donaustadt	-3,24	-1,68	-1,45	-2,12
Simmering	-3,29	-1,72	-1,46	-2,16
Riedersbach I+II	-0,49	-3,22	-5,00	-2,91
Timelkam II+III	-0,64	-4,31	-4,06	-3,00

Tabelle 3.2: Entlastung der kritischen 220-kV-Nord-Süd-Leitungen (Wien Südost→Ternitz, Ernsthofen→Weißenbach, St.Peter→Salzach) im (n-1)-Fall durch Einspeiseänderungen der thermischen Kraftwerke

In Bild 3.10 wird die Vorgehensweise beim Engpassmanagement veranschaulicht. Zunächst erfolgt eine Sortierung der Kraftwerke entsprechend ihrer be- oder entlastenden Wirkung auf den Engpass. Auf der linken Bildseite ist dies für die durchschnittliche Auswirkung auf die drei Nord-Süd-Engpässe aufgetragen. Die bei der zu untersuchenden Netzsituation noch möglichen Einspeiseänderungen, d. h. die Differenz von maximaler bzw. minimaler Einspeiseleistung zur aktuellen Einspeisehöhe, wurden hierbei bereits berücksichtigt. So hat die mögliche Einspeiseerhöhung von 83 MW im Kraftwerk Werndorf II mit  $2,69\% \cdot 0,83 = 2,2\%$  Entlastung die absolut betrachtet viertgrößte entlastende Wirkung. Das Kraftwerk Donaustadt würde hingegen durch eine Mehreinspeisung den Engpass zusätzlich belasten und wird somit um 83 MW heruntergefahren; hierdurch ergibt sich eine weitere Entlastung der Engpässe von durchschnittlich  $2,12\% \cdot 0,83 = 1,8\%$ . Der Betrag, um den die Kraftwerkseinspeisungen verändert werden, wird im Folgenden als Umschichtungsleistung bezeichnet; im genannten Beispiel beträgt die Umschichtungsleistung somit 83 MW.

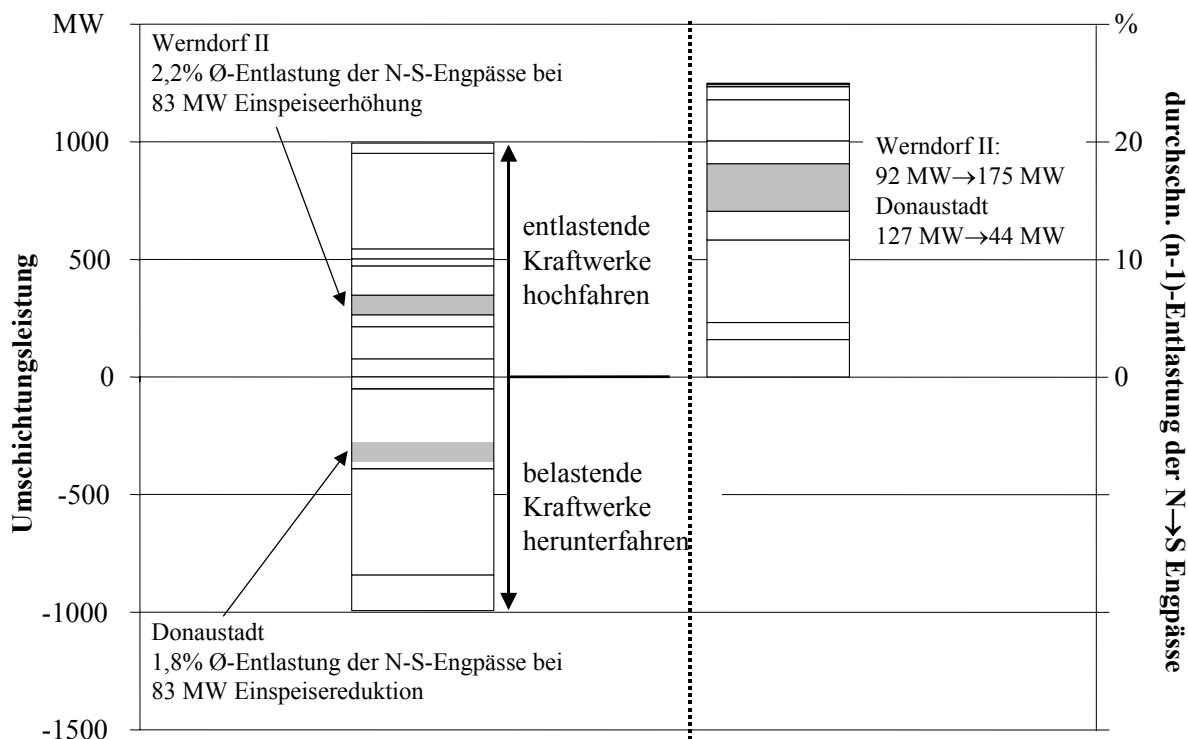


Bild 3.10: Vorgehensweise beim Engpassmanagement

Auf der rechten Seite von Bild 3.10 sind die sich ergebenden durchschnittlichen Entlastungen im (n-1)-Fall aufgetragen. Das Hochfahren von Werndorf II und das gleichzeitige Herunterfahren des Kraftwerks Donaustadt ist hierbei die fünft-effizienteste Engpassmanagement-Maßnahme. In diesem konkreten Beispiel speiste das Kraftwerk Werndorf II im Ausgangszustand 92 MW ein und würde auf seine maximale Einspeiseleistung von 175 MW gesetzt. Das Kraftwerk Donaustadt hingegen würde

von 127 MW auf 44 MW heruntergefahren. Insgesamt ergibt sich durch diese Maßnahme eine entlastende Wirkung von durchschnittlich  $2,2\% + 1,8\% = 4,0\%$  der thermischen Grenzleistung. Nach Durchführung aller möglichen Engpassmanagement-Maßnahmen ergibt sich eine (n-1)-Entlastung von 24 % bei einer umzuschichtenden Leistung von ca. 1000 MW. Bei dieser theoretischen Betrachtung zur Bestimmung der maximal möglichen Entlastung läge die Umschichtungsleistung somit bei einem sehr hohen und in der Praxis kaum umsetzbaren Wert.

Daher wird im Folgenden anhand der Effizienz einzelner Engpassmanagementmaßnahmen analysiert, inwiefern eine solch hohe Umschichtungsleistung zweckmäßig erscheint. Diese Effizienz ist hier definiert als Quotient aus der Entlastung der Engpässe und der hierfür benötigten Umschichtungsleistung. Wie die sortierte Darstellung in Bild 3.11 zeigt, ist eine Änderung des Einsatzes der Kraftwerke Mellach und Timelkam am effizientesten. Diese einzelne Maßnahme entlastet die Engpässe mit 6,34 % pro 100 MW Umschichtungsleistung. Die absolute Entlastung der Engpässe hängt allerdings neben der Effizienz der Engpassmanagementmaßnahme auch von der jeweils noch möglichen absoluten Leistungserhöhung bzw. -reduktion der jeweils betroffenen Kraftwerke ab. Hierdurch wird die absolute Entlastung der effizientesten Maßnahme im hier betrachteten Beispiel auf 3,2 % begrenzt, während die oben beschriebene Maßnahme einer Einspeiserhöhung in Werndorf II bei gleichzeitiger Einspeiserreduktion in Donaustadt um 83 MW, die relativ nur an fünfter Stelle steht, zu einer Entlastung von 4 Prozentpunkten führt.

Wie die Darstellung zeigt, ist eine Unterteilung des Engpassmanagements in effiziente und nicht effiziente Maßnahmen eindeutig möglich. Für den grau hinterlegten Bereich beträgt die durchschnittliche Entlastung 4,9 % pro 100 MW Umschichtungsleistung. Hierbei handelt es sich ausschließlich um Maßnahmen, bei denen im Süden Kraftwerke hoch- und im Norden Kraftwerke heruntergefahren werden. Theoretisch ist eine weitere Entlastung auch durch eine Einspeiseverschiebung innerhalb der nördlich gelegenen Kraftwerke möglich. Diese Entlastung ist jedoch mit 0,03 % pro 100 MW Umschichtungsleistung vernachlässigbar klein und für den praktischen Einsatz nicht sinnvoll. Die effektiv nutzbare Umschichtungsleistung reduziert sich somit auf knapp 500 MW bei gleichbleibender Entlastungswirkung von insgesamt 24 % der thermischen Grenzleistung. Im Folgenden wird, um eine Überschätzung des EPM-Aufwands zu vermeiden, nur noch dieses „effiziente“ EPM betrachtet.

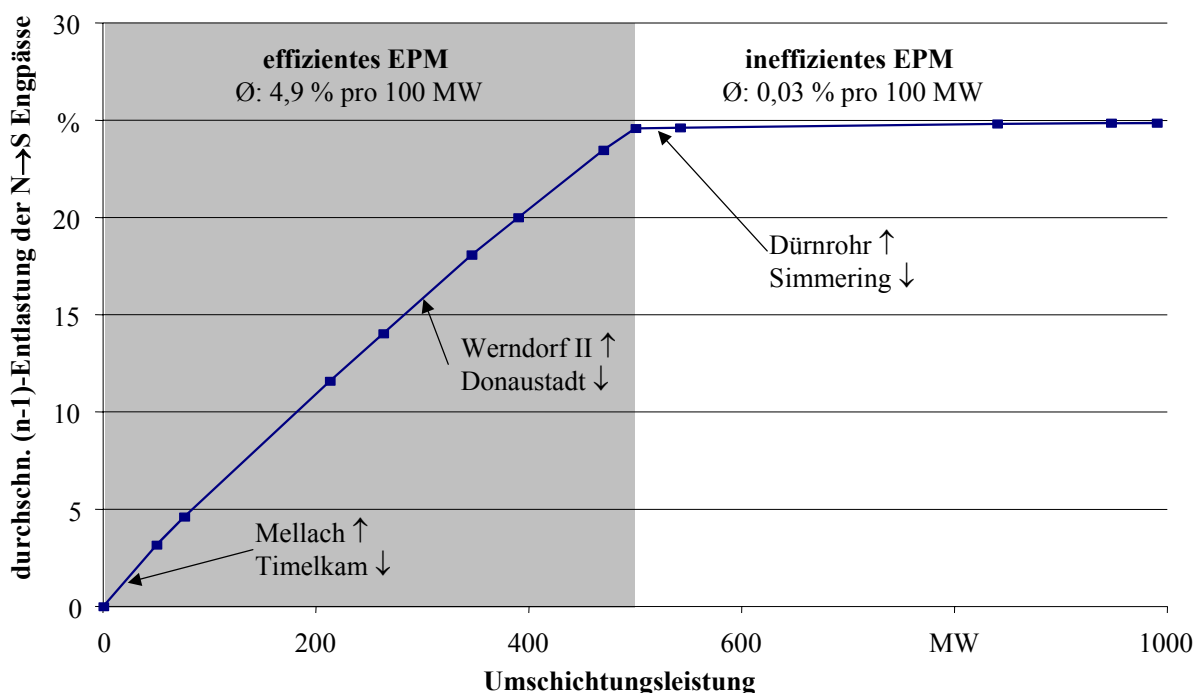


Bild 3.11: Effizienz einzelner Engpassmanagementmaßnahmen

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse soll nun noch untersucht werden, in welchem Maße die Wirksamkeit des Engpassmanagements sich ändert, wenn

- die nur kurzfristig einsetzbaren Speicherkraftwerke mit einbezogen werden bzw. wenn
- die Kraftwerke St. Andrä 2 und Voitsberg wie derzeit geplant stillgelegt werden.

In Bild 3.12 sind die (n-1)-Belastungen der drei Engpässe für den Netzzustand ohne und mit unterschiedlichen Arten des Engpassmanagements aufgetragen. Für den bereits genauer betrachteten Fall eines dauerhaften Engpassmanagements nur durch thermische Kraftwerke ist wie erwähnt eine durchschnittliche Entlastung von 24 % erreichbar.

Würde man zusätzlich auch die hydraulischen Speicher einsetzen, was jedoch nur kurzzeitig möglich ist, so ließe sich die (n-1)-Belastung um weitere 40 Prozentpunkte auf 125 % senken.

Für den hier untersuchten Netzzustand mit einer maximaler Windenergieeinspeisung von 1700 MW kann ein (n-1)-sicherer Netzbetrieb somit selbst bei Einsatz nur kurzzeitig anwendbarer Engpassmanagement-Maßnahmen nicht erreicht werden. Bei Anwendung von dauerhaft möglichen Maßnahmen liegt die durchschnittliche (n-1)-Belastung bei über 160 %.

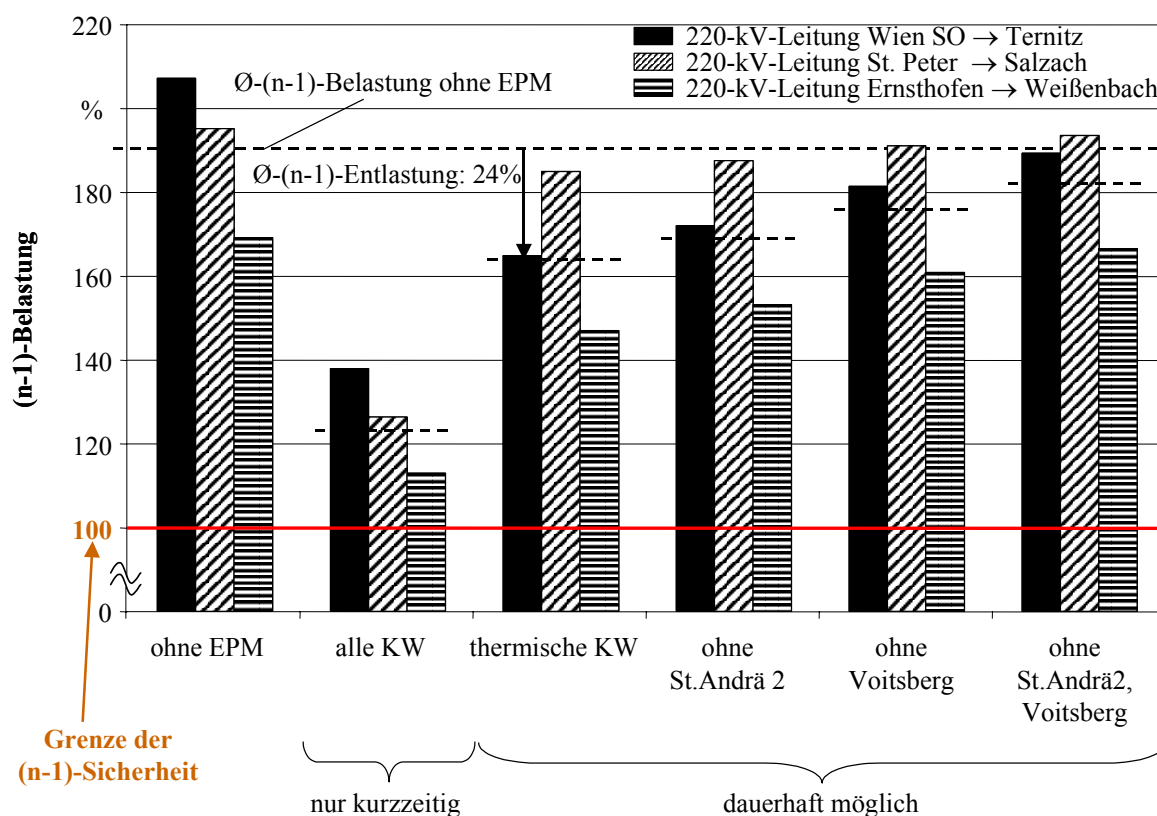


Bild 3.12: Effektivität des Engpassmanagements im WEA-Ausbauszenario 232 (1700 MW WEA) in Abhängigkeit der hierfür eingesetzten Kraftwerkstypen bzw. Kraftwerke

Zudem zeigt Bild 3.12 die große Relevanz der beiden Kraftwerke St. Andrä 2 und Voitsberg für das Engpassmanagement. Nach einer Stilllegung würde die Möglichkeit einer dauerhaft einsetzbaren Einspeiserhöhung im Süden erheblich verringert; bei Stilllegung beider Kraftwerke wäre dauerhaftes Engpassmanagement praktisch kaum noch möglich, d. h. die geschilderte Engpasssituation würde nochmals verschärft.

Die Integration hoher WEA-Leistungen kann bei derzeitiger Netzkonfiguration (und noch stärker bei Stilllegung der Kraftwerke St. Andrä 2 und Voitsberg) im Übertragungsnetz nur durch zusätzliche Engpassmanagementmaßnahmen beherrscht werden, d. h. durch weitere Reduktion von Einspeiseleistungen im Norden Österreichs. Es sei darauf hingewiesen, dass eine Umsetzung derartiger Maßnahmen unterschiedliche technisch-organisatorische Vorkehrungen erfordern würde, deren Bewertung jedoch nicht Gegenstand dieser Studie ist.

## Abschätzung des im Zeitraum eines Jahres erforderlichem Umfangs an Engpassmanagement

In den vorigen Abschnitten wurde analysiert, in welchem Maße sich bereits heute kritische Netzsituationen verschärfen, wenn künftig installierte WEA in vollem Umfang einspeisen. Die Beherrschung derartiger Netzzustände ist Voraussetzung für die dauerhafte Einhaltung des (n-1)-Kriteriums. Zur Beurteilung der grundsätzlichen Auswirkungen des WEA-Zubaus ist allerdings zu beachten, dass höchste Netzvorbelastung und höchste WEA-Einspeisung nur mit geringer Wahrscheinlichkeit gleichzeitig auftreten. Um dies zu berücksichtigen, wird im Folgenden der Betrag der im Rahmen des Engpassmanagements notwendigen Umschichtungsenergie für den Zeitraum eines Jahres abgeschätzt.

Grundlage der Untersuchung ist die von APG gemessene Belastungs-Ganglinie der Nord-Süd-Engpässe für den Zeitraum vom 1.10.2001 bis zum 30.9.2002. Dieser wird die zusätzliche Belastung durch die künftig vermehrte Windenergieeinspeisung gemäß folgendem Vorgehen überlagert:

- Sowohl die aufgezeichneten Leitungsbelastungen als auch die zu erwartenden Windenergieeinspeisungen weisen einen deutlichen Tages- und Jahresgang auf. Daher wird für die folgenden Schritte nach Sommer- und Winterhalbjahr sowie nach Tag und Nacht unterschieden, so dass sich insgesamt vier zu betrachtende Zeitbereiche ergeben.
- Auf Basis von Daten eines typischen europäischen Binnenwindstandorts [55] wird für jeden der vier Zeitbereiche die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der Einspeisung des WEA-Kollektivs abgeschätzt und mittels Lastflussberechnung in eine Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der durch WEA bedingten zusätzlichen Belastung der Nord-Süd-Engpässe umgerechnet. Der zeitabhängige Ausnutzungsgrad<sup>8</sup> der WEA ist in Tabelle 3.3 (rechte Spalte) aufgetragen; die zugrunde liegenden Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen können dem Anhang (Kapitel 8) entnommen werden.
- Aus der gemessenen Ganglinie der Leitungsbelastung kann deren Häufigkeitsverteilung für die vier Zeitbereiche ermittelt werden. Maximale und minimale Belastung je Zeitbereich sind ebenfalls Tabelle 3.3 zu entnehmen; die vollständigen Verteilungen sind im Anhang (Kapitel 8) zu finden. (Die auffällige Umkehrung des Leistungsflusses zu einigen Zeitpunkten ist ein Sondereffekt, der

---

<sup>8</sup> Der Ausnutzungsgrad erlaubt es, die Effizienz der WEA-Einspeisung in Zeiträumen unterschiedlicher Dauer miteinander zu vergleichen. Bei Betrachtung eines gesamten Jahres entsprechen 2000 Volllaststunden einem Ausnutzungsgrad von  $2000/8760 = 22,8 \%$ .

durch das Hochwasser im Sommer 2002 und die dadurch verursachte Abschaltung der Donau-Laufwasserkraftwerke verursacht wurde.)

- Getrennt für jeden Zeitbereich wird durch Faltung der Häufigkeitsverteilung der Leitungsbelastung ohne WEA und der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der WEA-bedingten Zusatzbelastung die Häufigkeitsverteilung der resultierenden Leitungsbelastung mit WEA ermittelt.
- Durch Zusammenfassen und Sortieren der vier resultierenden Häufigkeitsverteilungen erhält man schließlich die Dauerlinie der Leitungsbelastung unter Berücksichtigung der zusätzlichen WEA-Einspeisung.

Zeitbereich	Summarischer Leistungsfluss der drei kritischen 220-kV-Nord-Süd-Leitungen [MW]		Ausnutzungsgrad der WEA-Einspeisungen
	Min.	Max.	[%]
Winter, Nacht	216	1.946	27,5
Winter, Tag	50	1.804	33,3
Sommer, Nacht	-222	1.504	13,8
Sommer, Tag	-514	1.378	16,7

*Tabelle 3.3: Engpassbelastung und Windenergieeinspeisung in den betrachteten Zeitbereichen (positiv für Leistungsfluss von Norden nach Süden)*

Diese Dauerlinie ist Bild 3.13 für das Maximalszenario des Windausbaus der Dauerlinie der 2001/2002 gemessenen Belastungen gegenübergestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass mit steigender Belastung auch die zusätzliche Belastung aufgrund der Windenergieeinspeisung zunimmt. Dies ist darin begründet, dass in den Wintermonaten, bei denen die Belastung schon heute besonders hoch ist, die erwartete Windeinspeisung deutlich höher ist als im Sommer.

Unter Berücksichtigung der (n-1)-Belastung von 100 %, die bei 1230 MW erreicht wird, und der Annahme, dass die oben ermittelte maximale Entlastung durch Engpassmanagementmaßnahmen von 24 % ein für das gesamte Jahr typischer Wert ist, kann man die Häufigkeit des Engpassmanagements und die erforderliche jährliche Umschichtungsenergie bestimmen. Für das betrachtete Jahr lag die (n-1)-Belastung während 648 h höher als 124 %. In diesen Stunden ist es trotz vollständigen Engpassmanagements nicht möglich, einen dauerhaft (n-1)-sicheren Netzbetrieb zu erreichen. Bei einer zusätzlich installierten Windenergieleistung von 1700 MW verlängert sich dieser Zeitraum deutlich auf 1014 h.

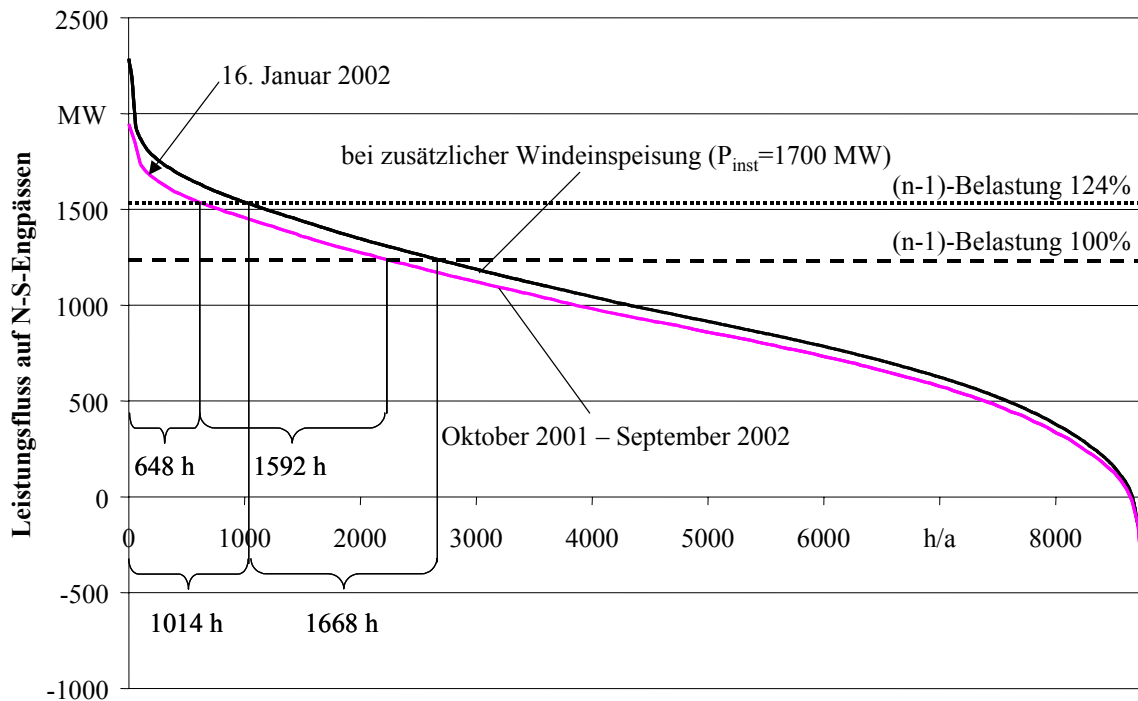


Bild 3.13: Belastungsdauerlinie der drei kritischen 220-kV-Nord-Süd-Leitungen ohne und mit zusätzlicher Windenergieeinspeisung (positiv für Leistungsfluss von Norden nach Süden)

Im Bereich zwischen 100 % und 124 % Leitungsbelastung ist ebenfalls Engpassmanagement erforderlich, mit dem in diesem Fall ein (n-1)-sicherer Netzbetrieb erreicht werden kann. Der Zeitraum, für den dies zutrifft, steigt durch den WEA-Zubau nur gering von 1592 h auf 1668 h an. In Tabelle 3.4 sind die sich ergebenden Zeiträume und die daraus bestimmten jährlichen Umschichtungsenergien zusammengestellt.

Bei einem WEA-Ausbau von 1700 MW könnte somit jährlich während zusätzlicher ca. 360 h die (n-1)-Sicherheit nicht aufrechterhalten werden, und es würden gegenüber der bisherigen Situation jährlich ca. 190 GWh zusätzliche Umschichtungsenergie durch Engpassmanagement anfallen.

(Für Szenarien mit einem WEA-Ausbau von weniger als 1700 MW kann die zusätzliche Umschichtungsenergie in erster Näherung durch lineare Interpolation abgeschätzt werden.)

Eine Kostenbewertung der im Rahmen des Engpassmanagements umzuschichtenden Energie kann an dieser Stelle nicht vorgenommen werden, da die Vergütung der einzelnen Maßnahmen derzeit noch offen ist.



Zeitraum	Engpassmanagement [h/a]		Umschichtungsenergie [GWh/a]
	vollständig (Umschichtungsleistung ca. 500 MW, nicht aus- reichend für (n-1)- Sicherheit)	teilweise (Umschichtungsleistung < 500 MW, ausreichend für (n-1)- Sicherheit)	
Oktober 2001- September 2002	648	1.592	686
mit zusätzlicher Windeinspeisung ( $P_{\text{inst}}=1.700 \text{ MW}$ )	1.014	1.668	878

Tabelle 3.4: Umschichtungsenergie und Häufigkeit von Engpassmanagementmaßnahmen

### 3.2.4 Leitungsneubau Südburgenland nach Kainachtal

Zur Entlastung der stark belasteten 220-kV-Nord-Süd-Verbindungen plant APG den Bau einer 380-kV-Doppelleitung von Südburgenland nach Kainachtal. Bild 3.14 zeigt die Auswirkungen dieses Leistungsneubaus auf die (n-1)-Belastung für den zuvor schon betrachteten Netzzustand am 16. Jänner 2002 um 2:30 Uhr und die daraus abgeleiteten Belastungen bei maximaler Windeinspeisung für die unterschiedlichen WEA-Ausbauszenarien. Die Belastungen nach Leitungsneubau sind hierbei in dunklen Linien, die als Vergleich angegebenen Werte bei heutiger Netzkonfiguration (vgl. Bild 3.9) in hellen Linien aufgetragen.

Die Untersuchungen zeigen, dass durch den 380-kV-Leitungsneubau die Belastung der Nord-Süd-Engpässe deutlich reduziert werden kann. Hierbei können zwei entlastend wirkende Effekte unterschieden werden:

- Bereits für den Ausgangszustand lässt sich die (n-1)-Belastung im Durchschnitt über alle drei 220-kV-Leitungen um über 30 Prozentpunkte senken, da die neue Leitung einen bedeutenden Anteil an der Leistungsübertragung in Nord-Süd-Richtung übernimmt. Für die im Ausgangszustand am kritischsten Leitung von Wien Südost nach Ternitz ergäbe sich sogar eine Belastungsreduktion von mehr als 50 Prozentpunkten.
- Bei zusätzlicher Windenergieeinspeisung verstärkt sich der Entlastungseffekt noch; so beträgt im Maximalszenario (232) die Differenz der durchschnittlichen Belastungen mit und ohne zusätzlicher 380-kV-Leitung ca. 45 % der (n-1)-sicher übertragbaren Leistung. Der Grund hierfür liegt darin, dass die ins Netz eingespeiste Windenergie teilweise durch die neue Leitung übertragen würde, so dass die 220-kV-Leitungen nur noch einen geringeren Anteil transportieren müssten. Zur Verdeut-

lichung ist in Tabelle 3.4 dargestellt, um welchen Betrag sich die Belastung der 220-kV-Leitungen durch eine angenommene WEA-Einspeisung von jeweils 100 MW in unterschiedlichen Regionen erhöhen würde. So führt eine zusätzliche Windeinspeisung im Burgenland auf der 220-kV-Engpassleitung von Wien Südost nach Ternitz statt der bisherigen Belastungszunahme von 4,44 % pro 100 MW zusätzlicher Windeinspeisung nach erfolgtem Leitungsneubau nur noch zu einer Erhöhung von 3,48 % der thermischen Grenzleistung im (n-1)-Fall. Die Auswirkung zusätzlicher Windeinspeisung würden sich somit um über 20 % verringern.

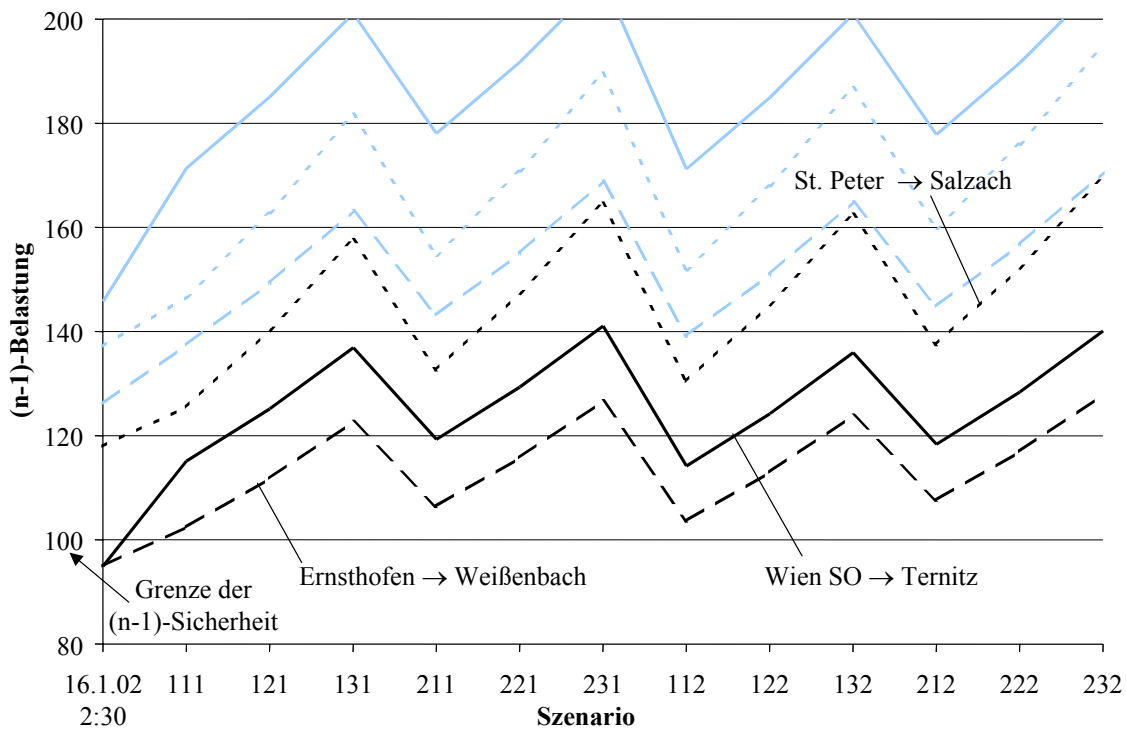


Bild 3.14: Auswirkung des Neubaus der 380-kV-Leitung Südburgenland-Kainachtal auf die Belastung der drei kritischen Nord-Süd-Leitungen für unterschiedliche WEA-Ausbauszenarien (obere Kurven: heutige Netzkonfiguration; untere Kurven: nach Leitungsneubau)

Durch den Zubau der Leitung verschiebt sich zudem die Belastungssituation zwischen den Engpassleitungen deutlich. Die Leitung von Wien Südost nach Ternitz ist bisher am höchsten ausgelastet, würde jedoch durch die neue 380-kV-Leitung auch am stärksten entlastet. Aufgrund des verhältnismäßig geringen Entlastungseffektes auf die westlichste Leitung von St.Peter nach Salzach wäre diese nach dem Leitungsneubau die am stärksten ausgelastete 220-kV-Leitung. Eine zusätzliche Entlastung dieser Leitung könnte ggf. durch einen veränderten Einsatz der Schrägregeltransformatoren oder auch durch

den ebenfalls geplanten Ersatzneubau der Leitung St.Peter-Salzach und weiter über Pongau nach Tauern als 380-kV-Leitung erreicht werden; dies war jedoch nicht Gegenstand unserer Untersuchungen.

	<b>Region der WEA-Einspeisung</b>			
	Burgenland	Waldviertel	Brucker Becken	Weinviertel
<b>Mehrbelastung im (n-1)-Fall in % der thermischen Grenzleistung bei jeweils 100 MW zusätzlicher WEA-Einspeisung</b>				
<b>ohne 380-kV-Leitung Südburgenland-Kainachtal</b>				
220-kV-Leitung				
Wien SO→Ternitz	4,44	2,39	4,98	3,35
Ernsthofen → Weissenbach	1,21	2,20	1,13	1,81
St.Peter→Salzach	1,35	1,59	1,34	1,49
<b>mit 380-kV-Leitung Südburgenland-Kainachtal</b>				
220-kV-Leitung				
Wien SO→Ternitz	3,48	1,46	4,06	2,51
Ernsthofen → Weissenbach	0,54	1,59	0,47	1,21
St.Peter→Salzach	1,01	1,49	1,01	1,18

Tabelle 3.5: Mehrbelastung der kritischen 220-kV-Nord-Süd-Leitungen durch WEA-Einspeisung

Als Ergebnis der Analyse lässt sich festhalten, dass die bestehenden Nord-Süd-Engpässe durch den Neubau der 380-kV-Doppelleitung von Südburgenland nach Kainachtal deutlich entlastet würden. Die Entlastung entspricht im Durchschnitt der Mehrbelastung durch volle Windenergieeinspeisung bei maximalem WEA-Ausbau, so dass eine weitere Verschärfung der bereits heute kritischen Belastungszustände vermieden würde. Zwar wäre im „Worst Case“ ein (n-1)-sicherer Netzbetrieb auch weiterhin durch Engpassmanagement allein mittels thermischer Kraftwerke nicht zu erreichen. Aufgrund der

dauerhaft verfügbaren Leitungskapazität bei gleichzeitig schwankendem Winddargebot würden derart kritische Situationen jedoch insgesamt deutlich seltener und die mittels Engpassmanagement umzuschichtende Energie somit geringer.

### 3.3 Fazit

Aus den hier durchgeführten Untersuchungen können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Die Kosten, die in der Hochspannungsebene durch notwendige Ausbaumaßnahmen verursacht werden, liegen im Burgenland mit ca. 50.000 € pro MW zugebauter WEA-Leistung deutlich unter denen im Weinviertel und Brucker Becken (ca. 100.000 €/MW). Der Grund hierfür liegt in der Konzentration der Windeinspeisung auf der Parndorfer Platte und der räumlichen Nähe zum nächstgelegenen HöS-Umspannwerk in Neusiedl. Für das Waldviertel und die nur in geringerem Umfang betroffenen übrigen Bundesländer wird erwartet, dass die Windenergie ohne nennenswerten Ausbau in die bestehenden Netze integriert werden kann.
- Die drei Nord-Süd-Engpässe im 220-kV-Netz der APG sind bereit heute ausgesprochen stark belastet. Zeitweise ist trotz des Einsatzes von Engpassmanagementmaßnahmen kein (n-1)-sicherer Netzbetrieb möglich.
- Durch zusätzliche Windenergieeinspeisung verschärft sich diese Problematik deutlich. Die Zeit, während derer ein Engpassmanagement unter Einsatz aller thermischen Kraftwerke nicht mehr ausreichend ist, erhöht sich bei maximalem WEA-Ausbau um mehr als 50 %. Die Integration hoher WEA-Leistungen kann bei derzeitiger Netzkonfiguration nur durch zusätzliche Engpassmanagementmaßnahmen, d. h. durch weitere Reduktion von Einspeiseleistungen im Norden Österreichs, beherrscht werden.
- Durch den Bau der geplanten 380-kV-Doppelleitung von Südburgenland nach Kainachtal können diese zusätzlichen Engpassmanagementmaßnahmen weitgehend vermieden werden. Zwar wäre bei maximalem WEA-Ausbau ein (n-1)-sicherer Netzbetrieb ähnlich wie heute durch Engpassmanagement allein mittels thermischer Kraftwerke nicht in jedem Zeitpunkt zu erreichen. Jedoch würden kritische Situationen insgesamt deutlich seltener und die mittels Engpassmanagement umzuschichtende Energie – und damit auch die hierbei anfallenden Kosten – somit geringer.

## **4 Bedarf an Regelleistung und -energie**

### **4.1 Qualitativer Einfluss der Windenergieeinspeisung auf die Regelleistung**

#### **4.1.1 Sekundenreserve**

Aufgabe der Sekundenreserve ist die Gewährleistung der Betriebssicherheit des Verbundsystems durch Vermeidung unzulässig großer Abweichungen der Netzfrequenz vom Sollwert bei unerwarteter Störung des Leistungsgleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch [10]. Diese im Zeitbereich bis zu wenigen Minuten wirksame Reserve wird aufgrund der UCTE-weit einheitlichen Netzfrequenz gemeinsam von allen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) anteilig bereitgestellt. Die Höhe der derzeit im UCTE-Verbund vorgehaltenen Sekundenreserve von 3.000 MW orientiert sich an dem gleichzeitigen Ausfall zweier Grenzleistungsblöcke thermischer Kraftwerke.

Da die im Betrachtungszeitraum dieser Studie erwartete WEA-Leistung in Österreich mit maximal 1.700 MW deutlich unter dem Sekundenreservebemessungsfall liegt und somit sogar der vollkommen fiktive Fall eines gleichzeitigen Ausfalls dieser Gesamtleistung problemlos beherrschbar wäre, sind erhöhte Anforderungen an die Sekundenreserve durch die österreichische WEA-Entwicklung zumindest für auf Österreich beschränkte Leistungsbilanzstörungen, wie sie z. B. bei netzstörungs- und sturmbedingten WEA-Abschaltungen vorliegen, auszuschließen. Ebenso sind wegen der im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken viel geringeren Einheitengröße und geografischen Verteilung von WEA kritische Leistungsstörungen im Zeitbereich der Sekundenreserve infolge verbundweiter dargebotsbedingter Leistungsschwankungen und stochastisch unabhängiger WEA-Einzelausfälle unrealistisch. Ein möglicher Auslöser für den plötzlichen Ausfall einer sehr großen, den Sekundenreservebemessungsfall überschreitenden WEA-Leistung kann jedoch ein zu hoch eingestellter Ansprechwert des WEA-Frequenzrückgangsschutzes sein, der bei Störungen mit entsprechend hohem Frequenzeinbruch zusätzlich eine automatische Netztrennung sämtlicher WEA im Synchronverbund nach sich ziehen würde. Diesem Problem wird jedoch bereits mit den „Technischen und organisatorischen Regeln“ (TOR) [11] begegnet, die mit 48 Hz einen entsprechend niedrigen und auch bei konventionellen Großkraftwerken [12] üblichen Ansprechwert des Frequenzrückgangsschutzes fordern.

Ein prinzipiell möglicher Einfluss auf die Sekundenreserve könnte von der Windenergieeinspeisung außer durch Störungen des Leistungsgleichgewichts infolge plötzlicher Änderungen der WEA-Leistungsabgabe auch durch die Reduktion der rotierenden Massen im Verbundsystem ausgehen. Die-

ser Effekt tritt dann auf, wenn konventionelle Kraftwerke durch über Umrichter gekoppelte WEA, die im Gegensatz zu direkt gekoppelten WEA keinen Beitrag zur synchron rotierenden Masse leisten, verdrängt werden. Dies kann jedoch in nennenswertem Umfang zumindest für den zeitlichen Betrachtungsbereich dieser Studie, in dem der erwartete WEA-Anteil im UCTE-Synchronverbund weiterhin gering ist, ausgeschlossen werden. Ferner könnte diesem Problem in Anlehnung an vergleichbare Regelungen von HGÜ-Verbindungen durch eine netzfrequenzabhängige Regelung der WEA-Umrichter, die bei plötzlichen Frequenzänderungen die WEA-Rotationsenergie frequenzstabilisierend einsetzt, prinzipiell begegnet werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass erhöhte Anforderungen an die Sekundenreserve infolge der WEA-Entwicklung in Österreich – entsprechende Parametrierung des WEA-Frequenzrückgangsschutzes vorausgesetzt – ausgeschlossen werden können.

#### 4.1.2 Sekundärregelreserve

Der Regelzonenführer ist für eine ausgeglichene Leistungsbilanz in seiner Regelzone verantwortlich und hält hierfür in vertraglich verpflichteten Kraftwerken Sekundärregel- und Minutenreserve vor. Da die Minutenreserve nur mit einer Vorlaufzeit von mindestens 10 Minuten aktivierbar ist, müssen alle Störungen des Leistungsgleichgewichts innerhalb dieses Zeitbereichs von der Sekundärregelreserve ausgeglichen werden. Dies betrifft für die derzeitige Situation in Österreich ohne nennenswerten WEA-Anteil im wesentlichen die Ausregelung von Lastschwankungen und Kraftwerksausfällen. Im zukünftigen Szenario mit deutlich höherer Windenergieeinspeisung sind zusätzlich deren Schwankungen auszugleichen.

Erfahrungen in der Regelzone von E.ON Netz, wo Ende 2002 bereits rund 5.000 MW WEA-Leistung installiert waren, zeigen, dass durch diese zusätzlichen Fluktuationen der WEA-Einspeisung keine bzw. nur sehr geringe Zusatzanforderungen an die Sekundärregelreserve entstehen. Dieser WEA-Anteil von 5.000 MW entspricht rund 25 % der E.ON-Höchstlast und liegt damit deutlich über dem maximal erwarteten relativen WEA-Anteil in Österreich, der bei 1700 MW WEA-Leistung nur knapp 20 % der Höchstlast entspräche. Daher sind auch in Österreich keine deutlich veränderten Anforderungen an die Sekundärregelreserve zu erwarten. Untermauert wird dies durch Simulations-Untersuchungen [13] an praxisnahen, dem österreichischen System grundsätzlich ähnlichen Modellsystemen, bei denen bei vergleichbarer WEA-Durchdringung keine Zusatzanforderungen an die Sekundärregelreservehöhe festgestellt werden konnten.

Daher wird im folgenden ein für alle WEA-Zubauszenarien unveränderter Sekundärregelreserve-Bedarf heutiger Höhe angenommen.

### 4.1.3 Minutenreserve

Auch wenn die Sekundärregelreserve prinzipiell längerfristig eingesetzt werden kann, ist es aus technisch-wirtschaftlichen Überlegungen notwendig, sie bei Störungen der Leistungsbilanz, die länger als etwa 15 Minuten andauern und somit eine zeitgerechte Minutenreserveaktivierung zulassen, durch Minutenreserve abzulösen. Dies betrifft für den Fall ohne Windenergie wiederum Leistungsdefizite infolge von Kraftwerksausfällen sowie längerzeitige ( $> 15$  min) Abweichungen der Last von ihrem Prognosewert. Da diese Prognosefehler positiv und negativ sein können, muss neben „positiver“ Reserve für Leistungsdefizite auch „negative“ Reserve für Leistungsüberschüsse vorgehalten werden.

Der vom Regelzonenführer abzusichernde Ausgleichsleistungsbedarf für die Windenergieeinspeisung ergibt sich hauptsächlich aus der Abweichung der aktuellen WEA-Leistungsabgabe von dem auf WEA-Leistungsprognosen des Vortags – an Sonn- und Montagen sowie nach Feiertagen auf Prognosen des vorhergehenden Werktags – basierenden Fahrplan, nach dem der betroffene Regelzonenführer die WEA-Leistung an die Stromhändler innerhalb der Regelzone und – das Fehlen einer bundesweiten Ökobilanzgruppe vorausgesetzt – an die anderen Ökobilanzgruppen weiterreicht. Netzstörungs- und sturmbedingte WEA-Abschaltungen spielen wegen ihrer im Vergleich zu konventionellen Blockausfällen und großen Prognosefehlern viel geringeren Auftrittswahrscheinlichkeit nur eine untergeordnete Rolle.

Dieser Ausgleichsbedarf kann aufgrund der relativ langsamen Leistungsänderungen von WEA-Großkollektiven nahezu vollständig als Minutenreserve vorgehalten werden (Abschnitt 4.1.2). Erfahrungen von E.ON Netz zeigen sogar, dass ein Großteil der WEA-Leistungsschwankungen im Stundenbereich ablaufen und demzufolge durch eine langsamere Reserve ausgeglichen werden können [14]. E.ON Netz hält daher derzeit in vertraglich verpflichteten Kraftwerken nur zusätzliche Minutenreserve zum Ausgleich der WEA-Leistungsschwankungen bis zu einer Stunde und darüber hinaus eine ausschließlich für den Windausgleich genutzte „Stundenreserve“ vor, die mit einem Vorlauf von mindestens einer Stunde abgerufen werden kann. Dabei ist vorteilhaft, dass als Stundenreserve auch langsame Dampfkraftwerke zur Reservebereitstellung genutzt und somit günstigere Reservepreise erzielt werden können. Nachteilig gegenüber einer ausschließlichen Vorhaltung von Minutenreserve ist jedoch, dass die Stundenreserve nur zum Ausgleich von WEA-Leistungsprognosefehlern und nicht auch für Lastprognosefehler und Kraftwerksausfälle genutzt werden kann. Hierdurch ist die insgesamt vor-

zuhaltende Reserve (Minuten- plus Stundenreserve) größer als bei ausschließlicher Minutenreservevorhaltung. Ob eine solche kombinierte Minuten- und Stundenreservevorhaltung mit zunehmender WEA-Einspeisung auch für Österreich sinnvoll werden könnte, lässt sich ohne einen belastbaren Preis für Stundenreserve, für die es in Österreich, aber auch im europäischen Ausland keinen offenen Markt und damit auch keine Preiseinschätzung gibt, offensichtlich nicht beantworten. Allerdings lässt sich aufgrund des hohen Anteils hydraulischer Erzeugungseinheiten in Österreich, deren kurze Zugriffszeiten einen Minutenreserveinsatz problemlos zulassen und somit zu keinem Zusatzaufwand im Vergleich zu einem Stundenreserveinsatz führen, erwarten, dass eine kombinierte Minuten- und Stundenreservevorhaltung wegen des Reservemehrbedarfs eher kostengünstiger wäre.

Die Höhe des WEA-Leistungsprognosefehlers und damit der WEA-bedingte Minutenreservebedarf hängen von den Ausprägungen des WEA-Kollektivs (Windverhältnisse, räumliche Anordnung etc.) und v. a. von dem eingesetzten Prognoseverfahren ab. Daher lassen sich bisherige Erfahrungen mit WEA-Leistungsprognosen nur schwer auf die erwartete Situation in Österreich übertragen.

Die besten Ergebnisse bei der hier relevanten Tagesprognose der WEA-Einspeisung liefern auf meteorologischen Vorhersagen basierende Verfahren, wie sie z. B. bei E.ON Netz und Eltra, dem westdänischen ÜNB, eingesetzt werden. Die mit solchen Verfahren erzielbare Prognosegüte zeigt Bild 4.1 beispielhaft anhand der Wahrscheinlichkeitsdichte des Prognosefehlers für die 2001 in der E.ON-Regelzone installierten WEA. Der Prognosefehler ist im Jahresmittel näherungsweise symmetrisch, normalverteilt und weist eine Standardabweichung  $\sigma_{\text{err}}$  von rund 12 % bezogen auf die installierte WEA-Leistung  $P_{\text{WEA,inst}}$  auf. Je nach Prognosehöhe ergeben sich deutlich vom Jahresmittel abweichende Verteilungen, wie in Bild 4.1 beispielhaft für den Fall sehr hoher bzw. niedriger Prognose zu ersehen. Im Allgemeinen steigt dabei mit zunehmender (abnehmender) Prognosehöhe die Wahrscheinlichkeit für Überschätzungen (Unterschätzungen) der WEA-Leistungsabgabe. Die aus Bild 4.1 ersichtlichen Maximalwerte des Prognosefehlers von rund 50 % entsprechen bei der im Betrachtungszeitraum dieses Gutachtens erwarteten WEA-Leistung von bis zu 1.700 MW rund 850 MW und lägen damit um Faktoren über der derzeit in der APG-Regelzone vorgehaltenen Minutenreserve, was den großen Einfluss der WEA-Einspeisung auf den Ausgleichsbedarf nochmals verdeutlicht.

Diese Prognosegenauigkeit wird in Österreich aufgrund der erwarteten höheren räumlichen WEA-Konzentration und der somit geringeren Vergleichmäßigkeit der WEA-Einspeisung, aber auch wegen der erst noch aufzubauenden Erfahrung mit WEA-Leistungsprognosen im Betrachtungszeitraum dieser Studie sicherlich nur schwer zu erreichen sein. Dies gilt insbesondere, da die Prognose für Sonntag und Montag bzw. über Feiertage hinweg mit der Festlegung der Fahrpläne am jeweils vorhergehenden Werktag erstellt werden und somit sogar 2 bzw. 3 Tage vorausschauen muss. Daher stellt eine Stan-



Standardabweichung von 12 % für diese Untersuchungen eine Abschätzung der Prognosegüte nach unten dar.

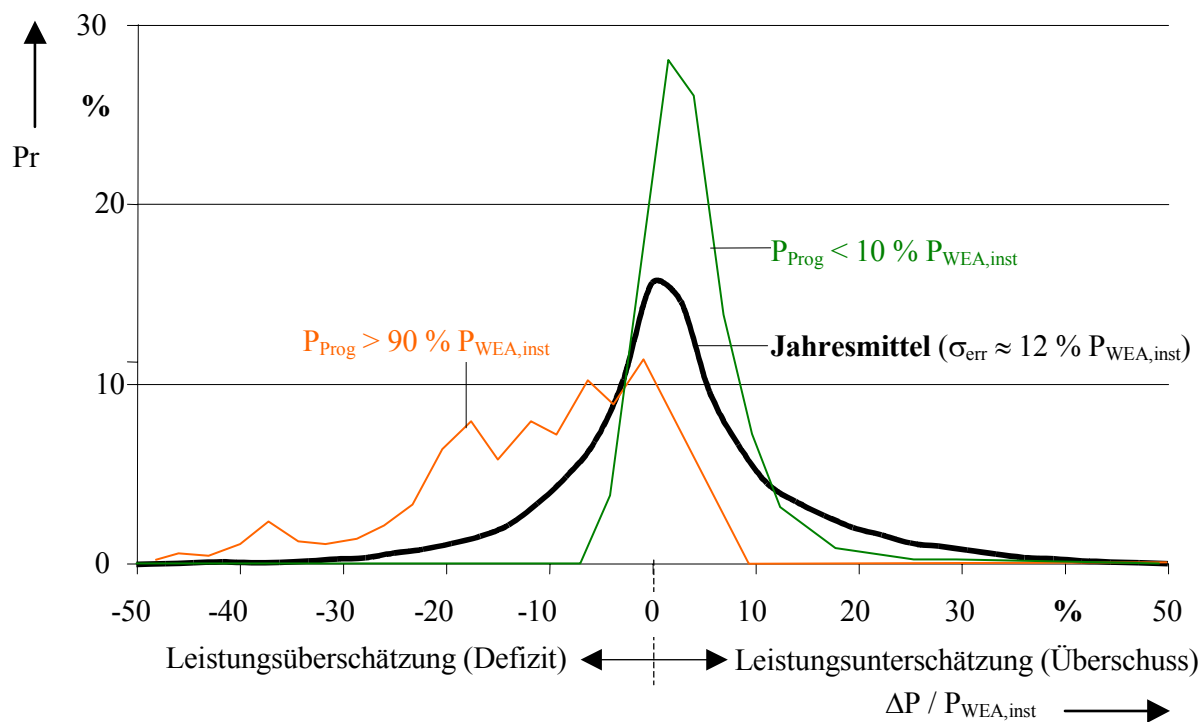


Bild 4.1: Wahrscheinlichkeitsverteilungen  $Pr(\Delta P)$  des Tagesprognosefehlers der Windenergieeinspeisung im Jahresmittel und für hohe bzw. niedrige Prognosen  $P_{\text{Prog}}$  (E.ON Netz, 2001,  $P_{\text{WEA,inst}} = 3.500 \text{ MW}$ )

Dass die Prognosegüte bei Einsatz anderer Verfahren und bei kleinen WEA-Kollektiven ungenauer sein kann, zeigt die WEA-Leistungsprognose der Burgenländischen Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (BEWAG), die im Mittel einen Prognosefehler von rund 25 % der installierten WEA-Leistung aufweist. Hierbei muss jedoch beachtet werden, dass die installierte Leistung des betrachteten WEA-Kollektivs im betrachteten Zeitraum mit rund 20 MW sehr klein und damit die relative Volatilität der WEA-Einspeisung sehr groß war, so dass diese Prognosegüte für die bis 2008 erwarteten um Größenordnungen höheren WEA-Leistungen sicherlich leicht zu übertreffen sein dürfte. Dies gilt insbesondere, da für größere WEA-Kollektive bereits mit Trivialprognosen (Prognose = Erwartungswert) Prognosegenauigkeiten mit einer Standardabweichung im Bereich von 20 % der installierten Leistung erzielt werden können [40]. Wegen ihres auf dem Erwartungswert der WEA-Einspeisung basierenden Ansatzes ist die Prognosegüte dieser Trivialprognose unabhängig vom Prognosehorizont und demnach auch für die freitags zu erstellende Prognose für Sonn- und Montag erzielbar. Daher

wird für die folgenden Untersuchungen davon ausgegangen, dass im Mittel  $\sigma_{\text{err}} = 20\%$  in Österreich bis 2008 nicht überschritten wird.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass infolge der großen Fehler der WEA-Leistungsprognose ein deutlich erhöhter positiver wie negativer Minutenreservebedarf zu erwarten ist. Dessen Quantifizierung in Abhängigkeit von der in Österreich installierten WEA-Leistung und dem WEA-Leistungsprognosefehler, dessen plausible Bandbreite mit einer Standardabweichung von 12 % bis 20 % eingegrenzt werden kann, ist daher ein wesentlicher Untersuchungspunkt der vorliegenden Studie.

## 4.2 Reservebemessung und -preis in der APG-Regelzone

Die weiteren Betrachtungen beschränken sich auf die APG-Regelzone, da dort der Großteil der in Österreich geplanten WEA-Leistung erwartet wird.

Die derzeit in der APG-Regelzone vorgehaltene Sekundärregelreserve beträgt in Anlehnung an die UCTE-Empfehlung [10]  $\pm 180$  MW. Darüber hinaus wird zur Abdeckung des größten Blockausfalls von 400 MW eine kurzfristig aktivierbare positive Reserve von 220 MW vorgehalten.

Die zum Ausgleich von Bilanzgruppen-Leistungsabweichungen in der APG-Regelzone die Sekundärregelreserve ablösende bzw. unterstützende Minutenreserve wird auf dem von der APCS Power Clearing and Settlement AG verwalteten Ausgleichsenergiemarkt gehandelt. Da ein ausreichendes Angebot an Minutenreserve im täglichen Bieterverfahren nicht sichergestellt ist, werden für einen bestimmten Zeitraum, zur Zeit im Monatszyklus, sogenannte Marketmaker verpflichtet, auf dem Ausgleichsenergiemarkt eine gewisse Leistung anzubieten. Diese über Marketmaker in Summe gesicherte Minutenreserve beträgt zum Zeitpunkt der Untersuchungen, im Mai 2003, etwa  $\pm 100$  MW.

Für die Vorhaltung der Minutenreserve erhalten die Marketmaker einen Leistungspreis, der 2002 im Mittel bei rund 11 €/MW je Stunde für positive Reserve und bei rund 6 €/MW je Stunde für negative Reserve lag (Bild 4.2).

Der Abruf der Minutenreserve im Bedarfsfall erfolgt nach Höhe des angebotenen Energiepreises (Merit Order List). Die Vergütung für die vom Anbieter gelieferte Energie (positive Reserve) bzw. die Kosten für die vom Anbieter bezogene Energie (negative Reserve) variieren je nach Bieterverhalten deutlich und lagen im Jahr 2002 im Mittel bei etwa 32 €/MWh bzw. 8 €/MWh (Bild 4.3, Bild 4.4).

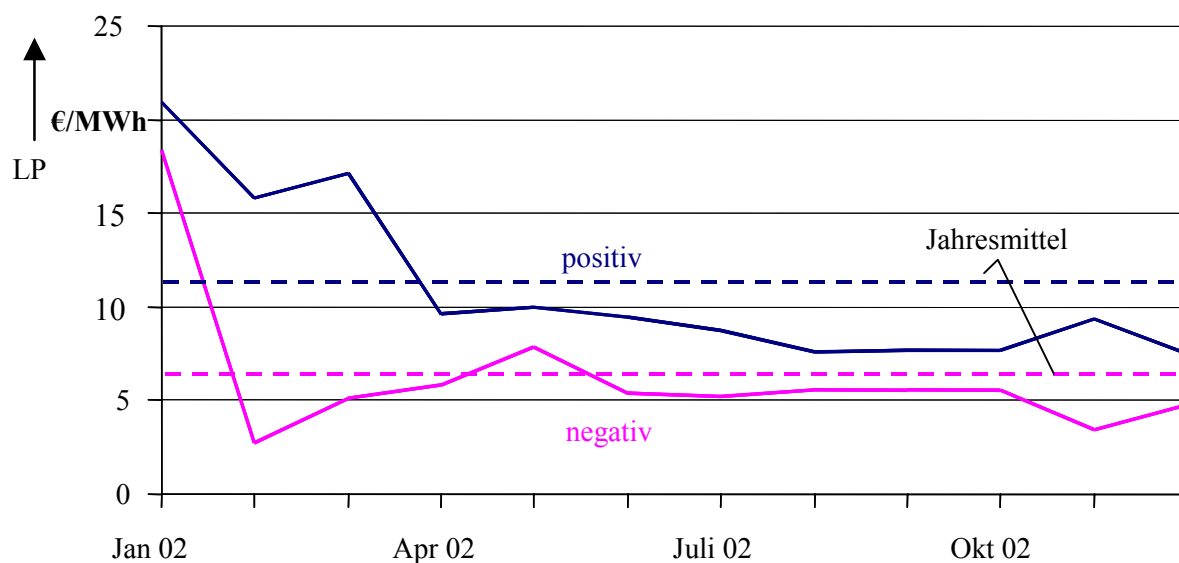


Bild 4.2: Leistungspreis LP für Minutenreservevorhaltung durch Marketmaker im Jahr 2002

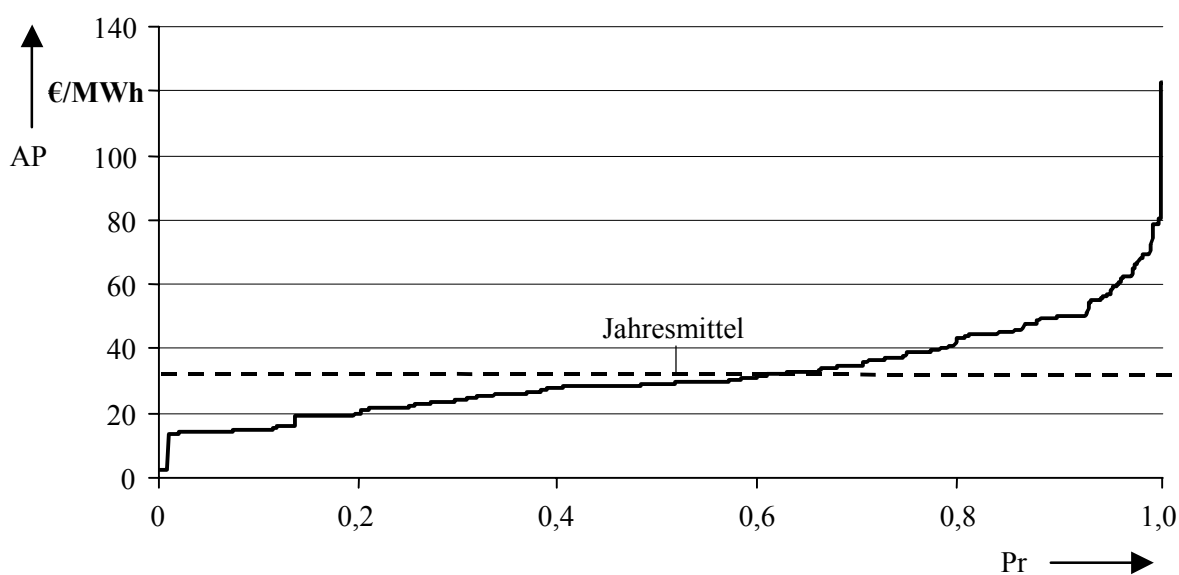


Bild 4.3: Wahrscheinlichkeitsverteilung des an die Anbieter vergüteten Arbeitspreises AP für positive Minutenreserve im Jahr 2002

Die sogar in einem Jahreszeitraum auftretenden erheblichen Schwankungen von Leistungs- und Arbeitspreis der Minutenreserve deuten an, wie schwer die zukünftige Preisentwicklung abzuschätzen ist. Dies gilt insbesondere, wenn grundsätzliche Randbedingungen des Reservemarktes geändert werden, wie es z. B. bei einer Erweiterung des österreichischen Ausgleichsenergiemarktes der Fall wäre. Diese ließe aufgrund des z. B. zur Zeit noch vielfach höheren Preisniveaus in Deutschland auch einen

Preisanstieg in Österreich erwarten; in welcher Höhe und für welche Dauer dies geschähe, ist jedoch kaum abzusehen. Daher kann das Preisniveau 2002 nur als Orientierung für zukünftige Preise dienen; deren sichere Eingrenzung ist – wie z. B. auch die sicherlich nicht vorhersagbaren Entwicklungen der letzten Monate auf dem deutschen Regenergiemarkt zeigen – nicht möglich.

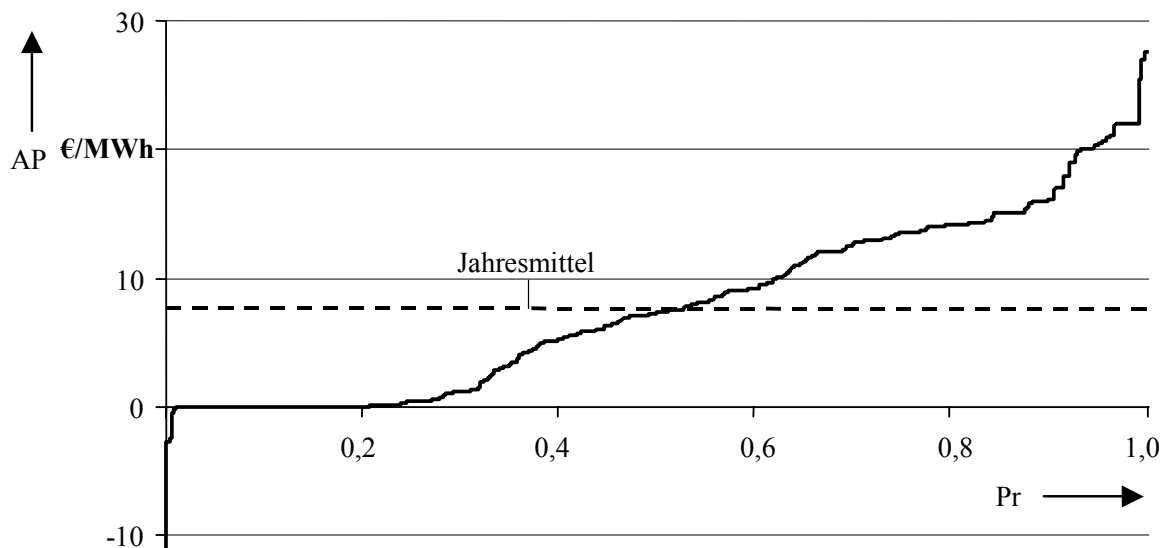


Bild 4.4: Wahrscheinlichkeitsverteilung des von den Anbietern zu entrichtenden Arbeitspreises AP für negative Minutenreserve im Jahr 2002

### 4.3 Untersuchungsablauf

Als Ausgangspunkt werden für den Fall ohne nennenswerte Windenergieeinspeisung und mit Reservebemessung entsprechend heutiger APG-Praxis mit dem im folgenden Kapitel näher beschriebenen Simulationsverfahren [13] Referenzniveaus für die Wahrscheinlichkeit eines Leistungsdefizits ( $Pr_{D,ref}$ ) bzw. -überschusses ( $Pr_{Ü,ref}$ ) in der APG-Regelzone infolge unzureichender positiver bzw. negativer Reserve ermittelt (Bild 4.5).

Anschließend wird der erwartete WEA-Leistungszuwachs in verschiedenen Zubauszenarien abgebildet und die jeweils zur Einhaltung obiger Referenzniveaus notwendige Reserve bestimmt. Für die monetäre Bewertung wichtiges Zusatzergebnis dieser Berechnungen ist die eingesetzte Reserveenergie.

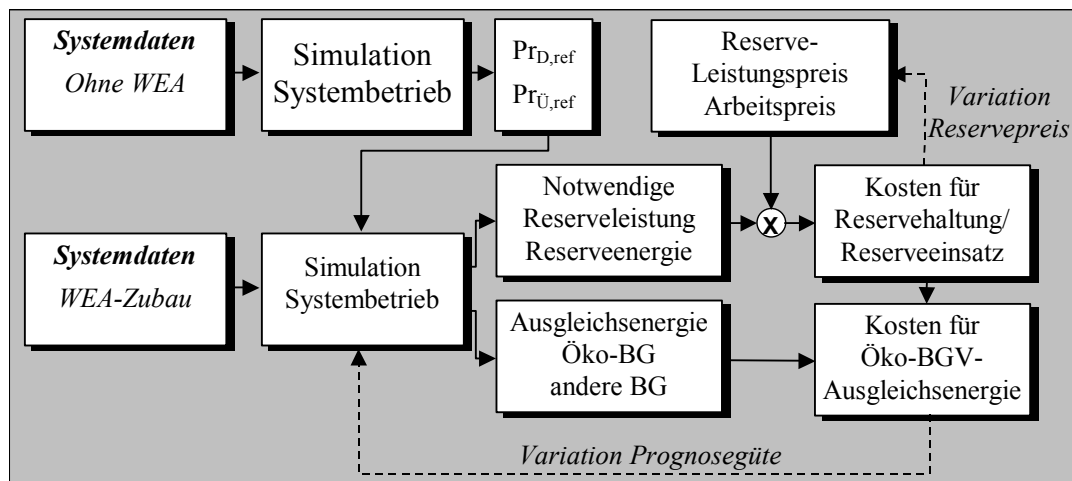


Bild 4.5: Prinzipieller Untersuchungsablauf

Wegen der geringen Erfahrung mit Prognosen der Leistungsabgabe großer WEA-Kollektive wird der Einfluss der Prognosegüte durch folgende Annahmen zur Standardabweichung des Prognosefehlers  $\sigma_{err}$  untersucht. Gemäß den Ausführungen in Kapitel 4.1.3 stellt  $\sigma_{err} = 12\% P_{WEA,inst}$  im Betrachtungszeitraum der Studie eine untere Grenze dar. Zum Aufzeigen des Einflusses möglicherweise langfristig deutlich verbesserter Prognoseverfahren wird in Abstimmung mit E-Control zusätzlich eine Variante  $\sigma_{err} = 7\% P_{WEA,inst}$  untersucht. Die obere Grenze wird mit  $\sigma_{err} = 20\% P_{WEA,inst}$  abgeschätzt, eine mittlere Variante unterstellt  $\sigma_{err} = 16\% P_{WEA,inst}$  (vgl. Kapitel 4.1.3).

Abschließend wird zur Ermittlung der WEA-bedingten Reservezusatzkosten die erforderliche positive wie negative Reserveleistung und -energie mit ihrem Leistungs- und Arbeitspreis monetär bewertet. Dabei werden zum einen das mittlere Preisniveau des APCS-Ausgleichsenergiemarktes 2002 und zur Abbildung eines infolge des zunehmenden Reservebedarfs evtl. steigenden Preises beispielhaft die Maximalwerte des letzten Jahres zugrunde gelegt. Die so ermittelten Reservezusatzkosten entsprechen den Kosten, die für die Beschaffung des infolge der WEA-Integration entstehenden Mehrbedarfs von Minutenreserveleistung und -energie entstehen. Sie sind nicht identisch mit den durch den Öko-BGV zu tragenden Ausgleichsenergiekosten, die sich nach heutiger Praxis aus der Umlage der gesamten Aufwendungen für Minutenreservebeschaffung, ungewolltem Austausch und Sekundärenergie auf die BGV entsprechend ihrer jeweils benötigten Ausgleichsenergie ergeben [41]. (Die Aufwendungen für Minutenreserve, insbesondere die an die Marketmaker zu zahlenden Leistungskosten, dominieren diese Gesamtaufwendungen.) Daher wird zur Bestimmung der in dieser Studie im Vordergrund stehenden finanziellen Belastungen des Öko-BGV über die im Rahmen der Betriebssimulation errechneten Ausgleichsenergien der Öko-Bilanzgruppe einerseits und der restlichen Bilanzgruppen andererseits der auf den Öko-BGV entfallende Kostenanteil ermittelt.

Zur begrifflichen Unterscheidung werden im folgenden die Kosten für die Beschaffung von Minutenreserveleistung und -energie als *(Minuten-)Reservekosten*, die von den BGV zu zahlenden Beträge für den Bezug von positiver bzw. negativer Ausgleichsenergie als *Kosten für BGV-Ausgleichsenergie* und die gesamten Aufwendungen für Minutenreservebeschaffung, Sekundärenergie und ungewolltem Austausch als *Gesamtaufwendungen für Regellenergie* bezeichnet.

#### 4.4 Verfahren zur Betriebssimulation

Der notwendige Minutenreservebedarf in der APG-Regelzone zur Aufrechterhaltung eines vorgegebenen Qualitätsniveaus wird über eine Monte-Carlo-Simulation der den Reservebedarf bestimmenden Einflussfaktoren, d. h. dem Last- ( $\Delta P_{\text{Last}}$ ) und WEA-Leistungsprognosefehler ( $\Delta P_{\text{WEA}}$ ) sowie dem Ausfallverhalten der konventionellen Kraftwerke ( $\Delta P_{\text{KW}}$ ), bestimmt. Das Übertragungsnetz wird dabei auf einen Bilanzknoten reduziert. Die zufallsgesteuerte Jahressimulation im  $\Delta t$ -Raster wird bis zur Konvergenz der gesuchten Verteilungen der Leistungsdefizite  $P_D$  und -überschüsse  $P_U$  wiederholt (Bild 4.6). Das hierbei verwendete Stundenraster hat sich in vorhergehenden Untersuchungen als ausreichend genau erwiesen [13].

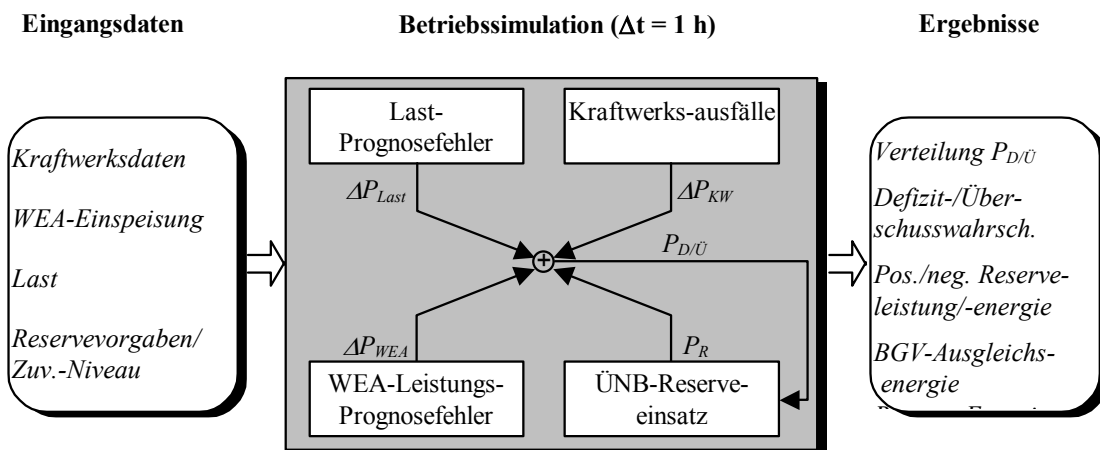


Bild 4.6: Ablaufprinzip der Betriebssimulation

Aus den Verteilungen von  $P_D$  und  $P_U$  lässt sich bei vorgegebener Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit unmittelbar die erforderliche Reserve  $P_R$  oder umgekehrt bei vorgegebener Reserve die resultierende Defizit-/Überschusswahrscheinlichkeit ermitteln. Diese Reserve stellt jedoch die Summe aus Sekundärregel- und Minutenreserve dar, so dass deren jeweiliger Anteil noch zu bestimmen ist. Entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 4.1.2 wird unterstellt, dass der Sekundärregelreservebedarf

unabhängig von der Windenergieeinspeisung und somit aus der bisherigen APG-Betriebspraxis übertragbar ist.

Zusatzergebnis für die Bestimmung der Kosten für die Öko-BGV-Ausgleichsenergie sind die in der Ökobilanzgruppe (WEA-Leistungsprognosefehler) bzw. den anderen Bilanzgruppen (Lastprognosefehler und Kraftwerkausfall) benötigte Ausgleichsenergien.

Als weitere Modellannahmen sind zu vermerken:

- Der nach evtl. Nachregelungen der Bilanzgruppenverantwortlichen verbleibende und für die Minutenreserve relevante Anteil des Lastprognosefehlers wird als normalverteilt mit einer von der Lasthöhe  $P_{\text{Last}}$  im jeweiligen Stundenintervall abhängenden Standardabweichung von  $\sigma_{\text{err,Last}} = 2,0 \% P_{\text{Last}}$  nachgebildet. Dieser Wert lässt sich aus dem von APCS veröffentlichten (größtenteils) durch den Lastprognosefehler bedingten Minutenreserveinsatz ableiten.
- Die Verteilung des WEA-Leistungsprognosefehlers wird über eine Normalverteilung mit einer Standardabweichung von 7 %, 12 %, 16 % bzw. 20 % der installierten WEA-Leistung modelliert (vgl. Abschnitt 4.3).
- Das Betriebsverhalten der thermischen Kraftwerksblöcke wird durch das in Bild 4.7 dargestellte 5-Zustands-Modell beschrieben. Hiernach kann der ungestörte Kraftwerksblock im Zustand „stehende Reserve“ (Block außer Betrieb, aber startbereit), „Start“ oder „ungestörter Betrieb“ sein. Die Übergänge zwischen diesen Zuständen sind determiniert, d. h. durch die Annahmen zum Kraftwerkseinsatz vorgegeben. Die Übergänge zum „Aus-Zustand“ (Block außer Betrieb infolge Störung) oder „gestörter Betrieb“ (Betrieb mit verminderter Leistung infolge Störung) erfolgen hingegen stochastisch. Dabei werden der Übergang von „Start“ in den „Aus-Zustand“ durch die Wahrscheinlichkeit für einen Startversager, die anderen Übergänge durch Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Zustandsdauern und durch Zustands-Übergangsraten beschrieben. Da dieses Modell Angaben zum Kraftwerkseinsatz erfordert, der jedoch im deregulierten europäischen Strommarkt, insbesondere bei weiterer Zunahme der Windenergieeinspeisung nicht vorherzusehen ist, werden für die hier betrachteten Kraftwerke innerhalb der APG-Regelzone ihrem Einsatz als Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke entsprechend typische Einsatzschemata angenommen.
- Hydraulische Kraftwerke werden als hundertprozentig zuverlässig angesehen.

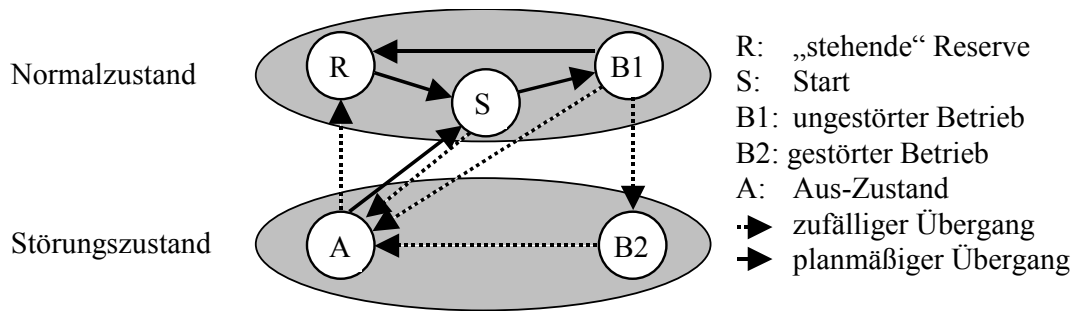


Bild 4.7: 5-Zustandsmodell thermischer Kraftwerke

## 4.5 Untersuchungsergebnisse

### 4.5.1 Minutenreserveleistung

Aufgrund des angenommenen symmetrischen WEA-Leistungsprognosefehlers und des für positive wie negative Minutenreserve ähnlichen Ausgangsbedarfs ohne WEA ist der Einfluss der WEA-bedingten Prognoseunsicherheiten auf die positive und negative Minutenreserve sehr ähnlich (Bild 4.8, Bild 4.9). Der Verlauf des Reservebedarfs in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung lässt sich qualitativ in drei Bereiche unterteilen. Bis zu einer installierten WEA-Leistung von je nach Prognosegüte rund 200 MW bis 500 MW steigt der Reservebedarf zunächst nur wenig an, da er noch von Lastprognosefehler und Kraftwerksausfallgeschehen dominiert wird. In diesem Bereich hat auch die Prognosegüte für die Windenergieeinspeisung nur einen sehr geringen Einfluss. Bei sehr hohem WEA-Anteil hingegen, je nach Prognosegüte ab WEA-Leistungen von ca. 600 MW bis 1000 MW, ist der WEA-Leistungsprognosefehler dominant, so dass der Reservebedarf näherungsweise linear mit einer Steigung von rund 200 MW ( $\sigma_{\text{err}} = 7\% P_{\text{WEA,inst}}$ ) bis 600 MW ( $\sigma_{\text{err}} = 20\% P_{\text{WEA,inst}}$ ) je GW zusätzlich installierter WEA-Leistung ansteigt. In dem mittleren Übergangsbereich erreicht – und übersteigt schließlich – der WEA-Leistungsprognosefehler die Größenordnung des herkömmlichen Reservebedarfs, so dass sich der Reserveanstieg dem linearen Verlauf bei hohem WEA-Anteil annähert. Bei einem für den Betrachtungszeitraum dieser Studie angenommenen WEA-Endausbau von ca. 700 MW (Minimalszenario, vgl. Abschnitt 2.5) steigt der Reservebedarf – stark abhängig vom unterstellten Prognosefehler – um rund 30 MW bis 250 MW. Ein Ausbau auf 1700 MW (Maximalszenario) würde sogar einen WEA-bedingten Zusatzbedarf von grob überschlägig 200 MW bis 800 MW verursachen.



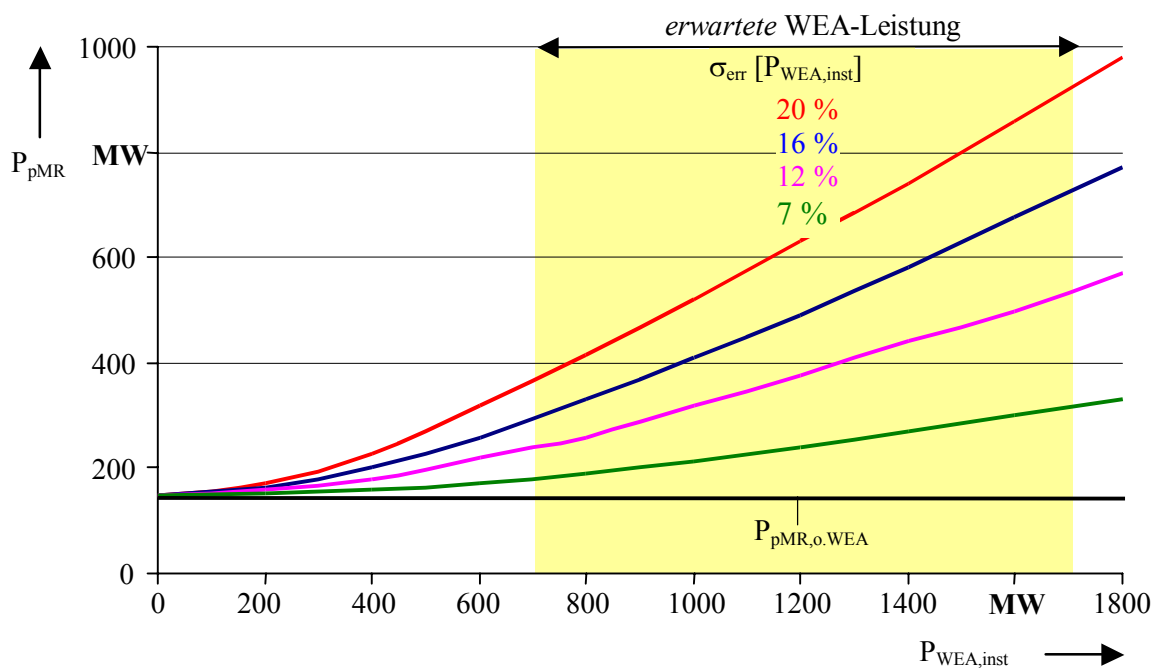


Bild 4.8: Positiver Minutenreservebedarf  $P_{pMR}$  in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung und Prognosegüte ( $P_{pMR,o,WEA}$ : positiver Reservebedarf ohne WEA)

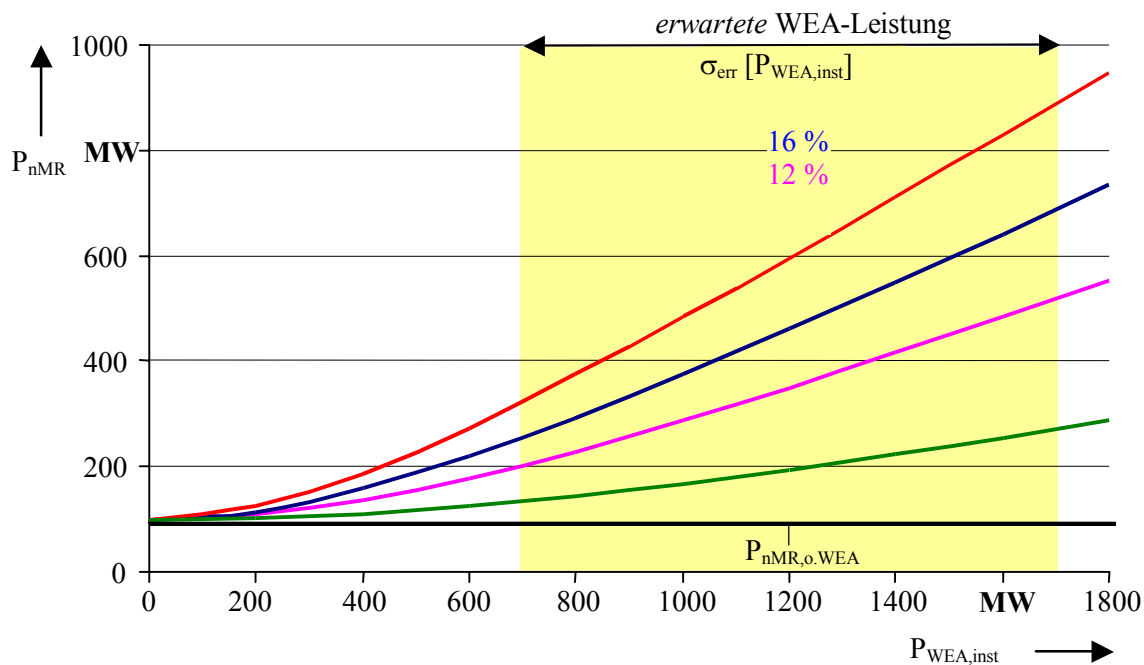


Bild 4.9: Negativer Minutenreservebedarf  $P_{nMR}$  in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung und Prognosegüte ( $P_{nMR,o,WEA}$ : negativer Reservebedarf ohne WEA)

### 4.5.2 Minutenreserveenergie

Da die eingesetzte Reserveenergie im wesentlichen von den gleichen Faktoren bestimmt wird wie die Reserveleistung, ergeben sich qualitativ ähnliche Zusammenhänge. Wiederum ist – für positive und negative Reserve nahezu identisch – ein deutlicher Einfluss von  $\sigma_{\text{err}}$  und mit zunehmender WEA-Leistung ein starker Anstieg zu erkennen. So steigen die eingesetzte positive wie negative Reserveenergie für den erwarteten WEA-Minimalausbau von 700 MW um rund 50 GWh/a ( $\sigma_{\text{err}} = 7\%$ ) bzw. 250 GWh/a ( $\sigma_{\text{err}} = 20\%$ ) und für den erwarteten WEA-Maximalausbau von 1700 MW um rund 200 GWh/a ( $\sigma_{\text{err}} = 7\%$ ) bzw. 900 GWh/a ( $\sigma_{\text{err}} = 20\%$ ) gegenüber dem Fall ohne Windenergie.

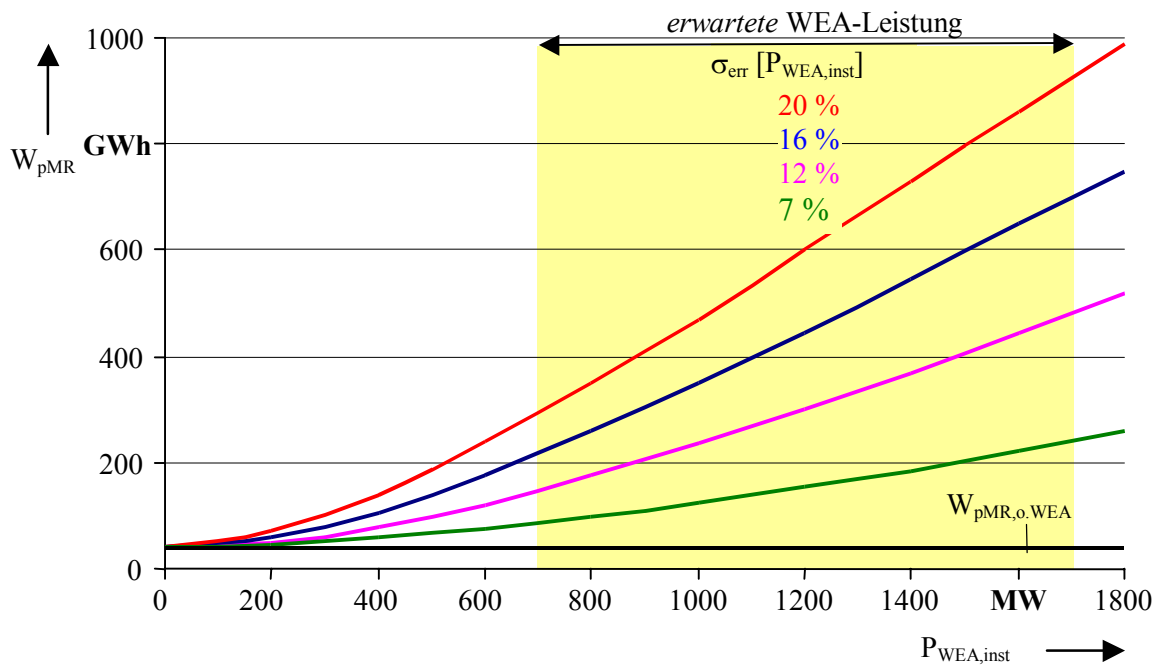


Bild 4.10: Jährliche positive Minutenreserveenergie  $W_{\text{pMR}}$  in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung und Prognosegüte ( $W_{\text{pMR,o.WEA}}$ : positive Minutenreserveenergie ohne WEA)

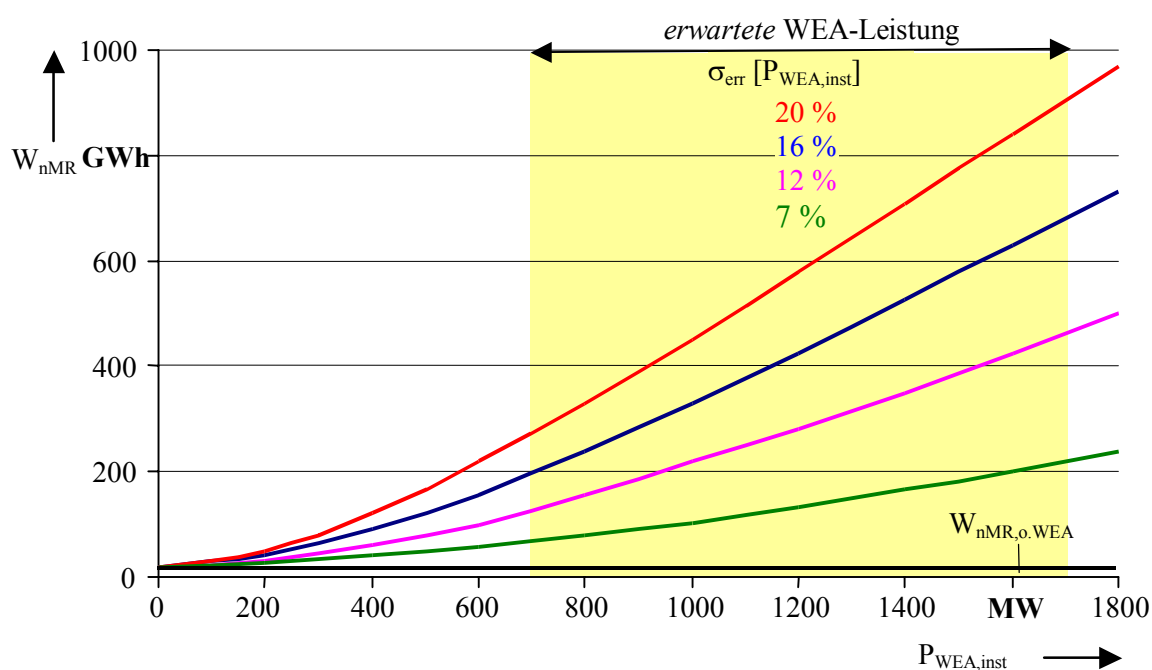


Bild 4.11: Jährliche negative Minutenreserveenergie  $W_{nMR}$  in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung und Prognosegüte ( $W_{nMR,o.WEA}$ : negative Minutenreserveenergie ohne WEA)

### 4.5.3 Kosten für Minutenreservevorhaltung und -einsatz

Gemäß den Ausführungen in Kapitel 4.3 wird zur monetären Bewertung von Minutenreservevorhaltung und -einsatz zunächst das derzeitige mittlere Preisniveau auf dem APCS-Ausgleichsenergiemarkt zugrunde gelegt (Tabelle 4.1).

Positive Minutenreserve		Negative Minutenreserve	
Leistungspreis in €/MW pro h	Arbeitspreis in €/MWh	Leistungspreis in €/MW pro h	Arbeitspreis in €/MWh
11	32	6	8 <sup>9</sup>

Tabelle 4.1: Gemittelte Ergebnisse der APCS-Ausschreibung für Minutenreserve im Jahr 2002

<sup>9</sup> Dieser Preis ist vom Ausgleichsenergie-Anbieter für die bezogene Energie zu entrichten.

Durch Wichtung der positiven und negativen Reserveleistung (Bild 4.8 und Bild 4.9) bzw. -energie (Bild 4.10 und Bild 4.11) mit dem jeweiligen Leistungs- bzw. Arbeitspreis ergeben sich in Summe die in Bild 4.12 dargestellten, durch den WEA-Zubau bedingten zusätzlichen jährlichen Minutenreservekosten. Deren qualitativer Verlauf in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung ähnelt dem WEA-bedingten Reserveanstieg in Bild 4.8 und Bild 4.9, da die hierzu über den Leistungspreis proportionalen Leistungskosten, v. a. für positive Reserve die Gesamtkosten dominieren, wie Bild 4.13 beispielhaft für den Fall mittlerer Prognosegüte zeigt. Daher ergibt sich wie bei der Reserveleistung eine für die unterschiedlichen WEA-Ausbauszenarien und Prognosegüten große Ergebnisbandbreite. So liegen die WEA-bedingten Reservezusatzkosten im Fall eines WEA-Ausbaus von 700 MW je nach angenommener Prognosegüte zwischen grob überschlägig 5 Mio. €/a bis 40 Mio. €/a und im Fall des Maximalausbaus auf 1700 MW mit rund 30 Mio. €/a bis 140 Mio. €/a bei etwa dem Drei- bis Fünffachen des Minimalszenarios. Bei hohen WEA-Leistungen ab rund 1000 MW steigen diese Kosten für alle Prognosegüten näherungsweise linear mit Gradienten von grob überschlägig 30.000 €/a ( $\sigma_{\text{err}} = 7\%$ ) bis 100.000 €/a ( $\sigma_{\text{err}} = 20\%$ ) je MW installierter WEA-Leistung.

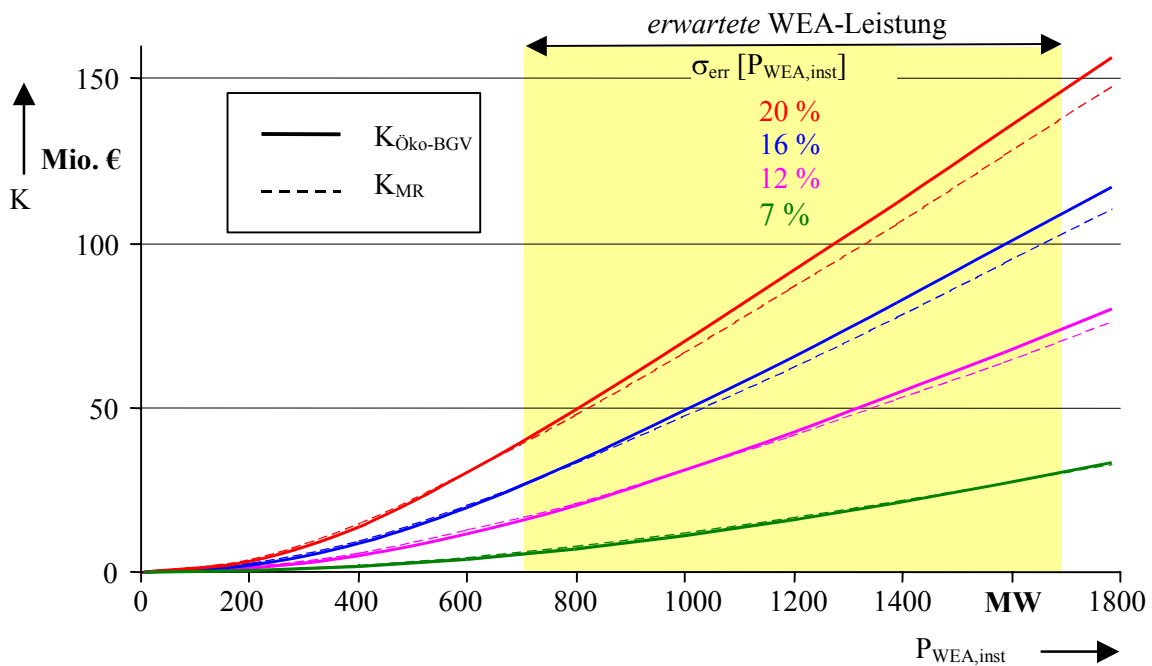


Bild 4.12: Jährliche WEA bedingte Minutenreservezusatzkosten  $K_{MR}$  und jährliche Kosten für Öko-BGV-Ausgleichsenergie  $K_{\text{Öko-BGV}}$  in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung und Prognosegüte (mittlere Regelenenergiemarktpreise, Gesamtaufwendungen für Regelenenergie ohne WEA  $\approx 20$  Mio. €/a)

Durch Umlage der Gesamtaufwendungen für Regenergie (WEA-bedingte Reservezusatzkosten nach Bild 4.12 zzgl. der Gesamtaufwendungen für Regenergie ohne WEA von rund 20 Mio. €) auf die benötigten Ausgleichsenergien der verschiedenen Bilanzgruppen erhält man die durch den Öko-BGV zu tragenden Kosten (Abschnitt 4.3). Diese Kosten sind den zuvor ermittelten Reservezusatzkosten sehr ähnlich und weichen von diesen auch im ungünstigsten Fall um weniger als 10 % bzw. 10 Mio. €/a ab, was sich offensichtlich in einer sehr guten Korrelation von WEA-bedingten Minutenreservekosten und WEA-bedingter Ausgleichsenergie begründet. Bei durchgängig etwas höherem Niveau liegen diese Kosten für den Öko-BGV je nach Prognosegüte und WEA-Ausbau in einem Bereich von wiederum rund 5 Mio. €/a ( $\sigma_{err} = 7\%$ ,  $P_{WEA,inst} = 700$  MW) bis 40 Mio. €/a ( $\sigma_{err} = 20\%$ ,  $P_{WEA,inst} = 700$  MW) bzw. rund 30 Mio. €/a ( $\sigma_{err} = 7\%$ ,  $P_{WEA,inst} = 1700$  MW) bis 150 Mio. €/a ( $\sigma_{err} = 20\%$ ,  $P_{WEA,inst} = 1700$  MW).

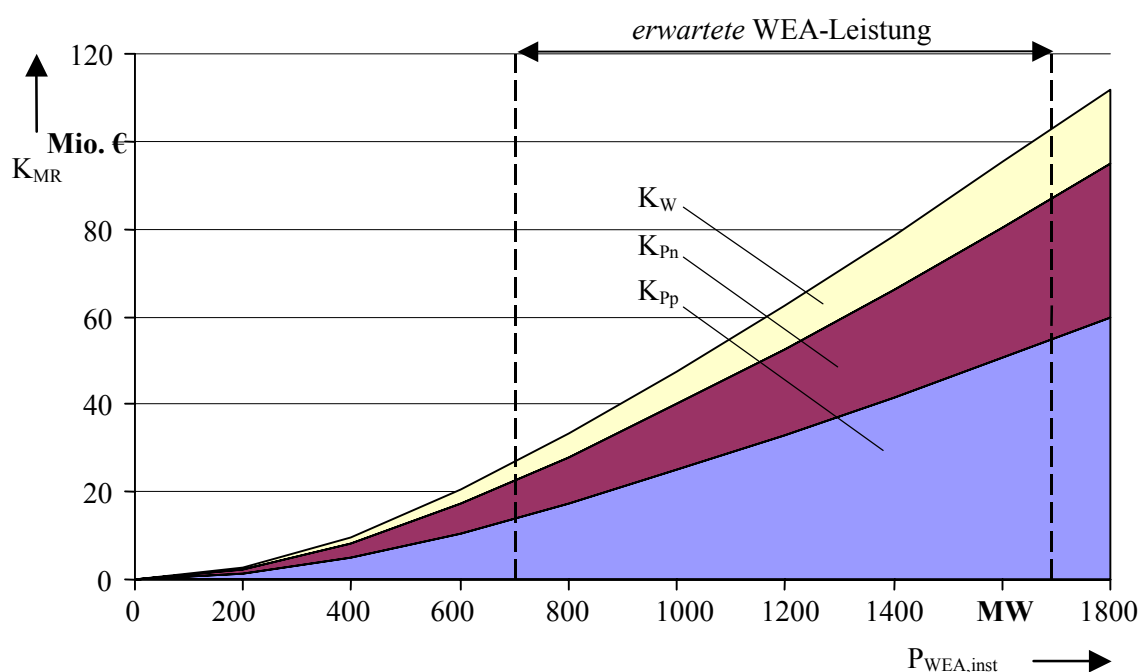


Bild 4.13: Anteile von positiven  $K_{Pp}$  und negativen  $K_{Pn}$  Leistungskosten sowie dem Saldo von positiven und negativen Arbeitskosten  $K_W$  an den jährlichen WEA-bedingten Minutenreservezusatzkosten  $K_{MR}$  in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung (mittlere Regenergiemarktpreise,  $\sigma_{err} = 16\%$ )

Zu Bild 4.13 sei angemerkt, dass es fraglich erscheint, den hohen leistungsbezogenen Kostenanteil durch eine zur Zeit in der Diskussion stehende Abschaffung der Marketmaker und der damit verbundenen Leistungspreise umgehen zu können, da eine solch drastischer Einschnitts in das Marktgesche-

hen vollkommen unabsehbare Auswirkungen auf das Preisniveau hätte. So hätte z. B. eine bei Abschaffung des Marketmakers rein einsatzabhängige Arbeitsvergütung aufgrund des unsicheren Einsatzes ein hohes Risiko für die Regelenenergie-Anbieter zur Folge und ließe entsprechend höhere Arbeitspreise erwarten.

Unabhängig von der Diskussion um den Marketmaker sind die Preise auf dem APCS-Regelenenergiemarkt für den Zeithorizont dieser Studie, insbesondere in Anbetracht des erheblich höheren Reservebedarfs infolge der WEA-Integration, nicht prognostizierbar, so dass die bereits ohnehin große Ergebnisbandbreite nach Bild 4.12 mit weiteren großen Unsicherheiten behaftet ist. Um den Einfluss eines möglicherweise steigenden Preisniveaus infolge des erhöhten Ausgleichsbedarfs zu verdeutlichen, zeigt Bild 4.14 beispielhaft die Minutenreservekosten und Kosten für die Öko-BGV-Ausgleichsenergie unter fiktiver Zugrundelegung der Maximalpreise (bzw. Minimalpreise in Bezug auf die Arbeitskosten für negative Reserve) auf dem APCS-Regelenenergiemarkt im Jahre 2002 (Tabelle 4.2). Hiernach erhöhen sich die Kosten gegenüber dem Fall mittlerer Regelenenergiemarktpreise um etwa das Dreifache, so dass je nach Prognosegenauigkeit und WEA-Zubau Kosten für den Öko-BGV – wiederum den WEA-bedingten Minutenreservezusatzkosten sehr ähnlich – zwischen 15 Mio. €/a ( $\sigma_{\text{err}} = 7\%$ ,  $P_{\text{WEA,inst}} = 700 \text{ MW}$ ) und 400 Mio. €/a ( $\sigma_{\text{err}} = 20\%$ ,  $P_{\text{WEA,inst}} = 1700 \text{ MW}$ ) entstehen.

Positive Minutenreserve		Negative Minutenreserve	
Leistungspreis in €/MW pro h	Arbeitspreis in €/MWh	Leistungspreis in €/MW pro h	Arbeitspreis in €/MWh
21	120	18	- 11 <sup>10</sup>

Tabelle 4.2: Maximal- bzw. Minimalwerte der APCS-Ausschreibungsergebnisse für Minutenreserve im Jahr 2002

Unter Zugrundelegung der hier betrachteten Bandbreiten der unsicheren Eingangsgrößen, WEA-Ausbau, WEA-Leistungsprognosegüte und Minutenreservepreis, ergibt sich demnach ein extrem großer Bereich der für den Öko-BGV entstehenden Ausgleichsenergiekosten, die zwischen rund 5 Mio. €/a und 400 Mio. €/a und damit fast zwei Zehnerpotenzen auseinander liegen. Da diese Kosten

<sup>10</sup> Das negative Vorzeichen bedeutet, dass der Ausgleichsenergie-Anbieter für den Energiebezug eine Vergütung erhält.

einen sehr entscheidenden Anteil an den gesamten Folgekosten der Ökostromentwicklung haben können, ist für deren Bestimmung – als ein wesentliches Hauptergebnis dieser Studie – eine engere Eingrenzung unbedingt wünschenswert.

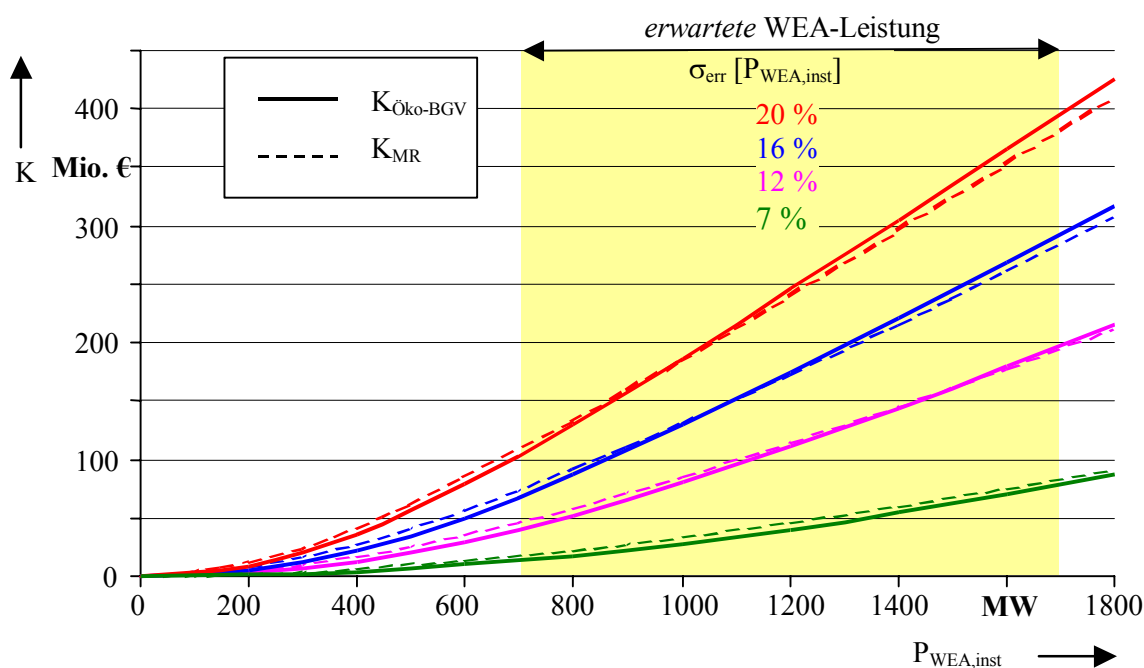


Bild 4.14: Jährliche WEA bedingte Minutenreservezusatzkosten  $K_{MR}$  und jährliche Kosten für Öko-BGV-Ausgleichsenergie  $K_{\text{Öko-BGV}}$  in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung und Prognosegüte (maximale Regelenergiemarktpreise, Gesamtaufwendungen für Regelenergie ohne WEA  $\approx 50$  Mio. €/a)

Während die Annahmen zum WEA-Ausbau „nur“ um etwa den Faktor zwei auseinander liegen und bessere Abschätzungen kaum möglich sind, lässt sich der untersuchte Bereich der WEA-Leistungsprognosegüte gut begründet einengen. So ist der derzeitige best-practice-Prognosefehler mit einer Standardabweichung von 12 % mit hoher Wahrscheinlichkeit im Betrachtungszeitraum der Untersuchung nicht zu unterschreiten und kann damit für die weitere Kostenbetrachtung als untere Grenze unterstellt werden (Abschnitt 4.1.3). In Anbetracht der bei großen Prognosefehlern zu erwartenden hohen Kosten kann ferner angenommen werden, dass ein entsprechend hoher Aufwand für die WEA-Leistungsprognose in Österreich zukünftig betrieben werden wird und somit sehr ungenaue Prognosen mit einer Standardabweichung von 20% mit guter Wahrscheinlichkeit ausgegrenzt werden können, so dass als obere Grenze für die weitere Kostenbetrachtung eine Standardabweichung von 16 % angenommen wird. Unter dieser Einschränkung und Annahme des mittleren APCS-Preisniveaus liegt der Bereich der für den Öko-BGV entstehenden Kosten je nach WEA-Zubauszenario zwischen rund 15

Mio. €/a und 105 Mio. €/a. Diese Kosten hängen natürlich unmittelbar von den Annahmen zu den Regelenergiemarktpreisen ab. Eine Eingrenzung des Reservepreisniveaus im Betrachtungszeitraum ist jedoch – wie zuvor erläutert – kaum möglich, so dass für die weitere Kostenbetrachtung wiederum nur beispielhaft das Maximalpreisszenario 2002 mit einer resultierenden Kostenbandbreite für den Öko-BGV von rund 40 Mio. €/a und 295 Mio. €/a herangezogen werden kann.

## 4.6 Fazit

Im Betrachtungszeitraum dieser Studie lassen sich relevante Auswirkungen der WEA-Integration auf Sekunden- und Sekundärregelreserve in Österreich ausschließen. Dagegen führen die großen Prognosefehler der WEA-Einspeisung zu einem deutlichen Mehrbedarf an positiver wie negativer Minutenreserve. Dieser liegt je nach betrachtetem WEA-Ausbau und Güte der WEA-Leistungsprognose zwischen wenigen 10 MW und rund 800 MW und damit dem Vielfachen des zum Untersuchungszeitpunkt bestehenden Bedarfs. Bei heutigem Preisniveau des APCS-Regelenergiemarkts und plausibler Bandbreite der zukünftigen Prognosegüte hat dies Kosten für den Öko-BGV in einem Bereich von rund 15 Mio. €/a bis 20 Mio. €/a (erwarteter WEA-Minimalausbau) bzw. rund 75 Mio. €/a bis 105 Mio. €/a (erwarteter WEA-Maximalausbau) zur Folge. Mögliche, in ihrer Höhe jedoch kaum vorhersehbare Änderungen des Preisniveaus auf dem APCS-Regelenergiemarkt würden zu entsprechend veränderten Kosten führen, so z. B. für den Fall der APCS-Maximalpreise des Jahres 2002 auf rund das Dreifache.



## 5 Folgekosten der Ökostromentwicklung

In diesem Kapitel werden die Folgekosten der Ökostromentwicklung analysiert und zu dem zur Verfügung stehenden Förderbudget in Beziehung gesetzt. Nach dem Ökostromgesetz darf die durchschnittliche Gesamtkostenbelastung für die Förderung elektrischer Energie aus Ökostromanlagen außer Kleinwasserkraftwerke pro an den Endverbraucher abgegebene kWh 0,22 Cent nicht überschreiten. Diese Höchstgrenze kann zum 1. Jänner 2005 vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit neu bestimmt werden. Die Abgabemenge elektrischer Energie wird gem. Abschnitt 2.6 im Jahr 2008 mit 55.000 GWh/a angesetzt. Hieraus ergibt sich bei einer unveränderten Begrenzung der Kostenbelastung ein Förderbudget von ca. 121 Mio. €/a. Im Folgenden werden zunächst sämtliche durch den Ausbau der Ökoenergie bedingten Kostenpositionen einzeln analysiert. Bei der anschließenden integralen Betrachtung wird danach differenziert, welche Positionen unter das Förderbudget fallen und bei welchen die Tragung der Kosten derzeit noch nicht abschließend geklärt ist.

### 5.1 Analyse der einzelnen Kostenpositionen

#### 5.1.1 Länderanteil

Entsprechend dem Ökostromgesetz [1] ist den Ländern ein Beitrag zur Förderung von neuen Technologien zur Ökostromerzeugung aus dem Förderbudget zur Verfügung zu stellen. Dieser beträgt für das Jahr 2003 25 Mio. €, für das Jahr 2004 15 Mio. € und ab dem Jahr 2005 7 Mio. € jährlich.

#### 5.1.2 Aufwendungen des Ökobilanzgruppenverantwortlichen

Die Kosten für die Aufgaben der Ökobilanzgruppenverantwortlichen, die im Ökostromgesetz festgelegt worden sind, lassen sich in zwei unterschiedliche Bereiche einteilen:

- Zum einen sind die Verwaltungskosten der Ökobilanzgruppenverantwortlichen über die Förderbeitrags-Einnahmen abzudecken. Eine Bewertung der voraussichtlichen Höhe dieser Verwaltungsaufwendungen ist nicht Gegenstand der vorliegenden Studie. Da eine Annahme für die Darstellung der Gesamtaufwendungen erforderlich ist, werden hierfür in Übereinstimmung mit der von E-Control durchgeführten Berechnung für die Festsetzung der Förderbeiträge 1,2 Mio. € jährliche Verwaltungsaufwendungen für den Bereich "Sonstige Ökoenergie" (also exklusive der Verwaltung Kleinwasserkraft) angenommen. (Hinweis: Dies stellt in keiner Weise ein Präjudiz für die Angemessenheit bzw. die Anerkennung der Verwaltungskostenhöhe dar.)

- In Kapitel 4 wurde der durch WEA-Ausbau bedingte erhöhte Bedarf an Minutenreservevorhaltung und -einsatz bestimmt. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass die hierdurch entstehenden Mehrkosten stark von der Prognosegüte der WEA-Einspeisung und den Preisen für Minutenreservevorhaltung und -einsatz abhängen.

Die Mehrkosten betragen bei heutigem Preisniveau und bei einer plausiblen Bandbreite der Prognosegüte 15 - 20 Mio. €/a beim minimal erwarteten WEA-Ausbau von 700 MW und 75 - 105 Mio. €/a beim maximal erwarteten WEA-Ausbau von 1700 MW. Eine mögliche Veränderung des Preisniveaus, das in seiner Höhe kaum vorhersehbar ist, hätte jedoch einen direkten Einfluss auf die Kosten.

Somit summieren sich die gesamten Aufwendungen des Ökobilanzgruppenverantwortlichen unter den zuvor beschriebenen Annahmen zu 16,2 - 106,2 Mio. €/a, die vollständig unter das Förderbudget fallen.

### 5.1.3 Einspeiseförderung

#### Funktionsweise

Der Ökobilanzgruppenverantwortliche ist verpflichtet, die elektrische Energie aus Ökostromanlagen zu festgelegten Preisen abzunehmen. Bei der Photovoltaik ist die Abnahme derzeit auf 15 MW durch das Ökostromgesetz beschränkt. Die Preise für Anlagen, für die die zur Errichtung notwendigen Genehmigungen vor dem 1. Jänner 2003 vorlagen und die somit als Altanlagen behandelt werden, wurden für die einzelnen Bundesländer separat voneinander festgelegt [16-24]. Für Neuanlagen wurden die Vergütungspreise bundeseinheitlich durch den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit festgelegt.

Der Ökobilanzgruppenverantwortliche hat ferner die Aufgabe, den Stromhändlern in Abhängigkeit der im vorangegangenen Kalenderjahr verkauften Strommenge, Ökostrom-Fahrpläne zu einem Verrechnungspreis von 4,5 Cent/kWh zuzuweisen. Die Einspeiseförderung besteht somit aus zwei Anteilen:

- Der erste Teil entsteht dem Ökobilanzgruppenverantwortlichen als Kosten. Er berechnet sich aus der Differenz zwischen Einspeisevergütung und Verrechnungspreis. Diese Kosten werden auf die Endkunden in Form eines bundeseinheitlichen Zuschlags auf das jeweilige Netznutzungsentgelt umgelegt.

- Der zweite Teil ergibt sich für die Stromhändler, welche die entstehenden Mehrkosten durch den Unterschied zwischen Verrechnungspreis und Marktpreis zu tragen haben. Dieser Anteil wird voraussichtlich an die Endkunden über den Strompreis weitergereicht werden.

Die gesamte Einspeiseförderung entspricht demnach der Differenz der festgesetzten Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen [8, 16-24] und dem Marktpreis. Die hierdurch als Summe der beiden obigen Anteile entstehenden Kosten fallen unter das Förderbudget.

Der für die Bewertung maßgebliche Marktpreis wird von E-Control aus Forwardnotierungen der nächsten vier Quartale bestimmt und quartalsweise veröffentlicht. Für das 1. Quartal 2003 betrug er 2,45 Cent/kWh, für das 2. Quartal 2,54 Cent/kWh [25]. Im Vergleich zu den Preisdifferenzen zwischen den Einspeisevergütungen für die unterschiedlichen Ökostromanlagen und dem heutigen Marktpreis sind die zu erwartenden Schwankungen des Marktpreises bis zum Jahr 2008 nur sehr gering [26]. Der Einfluss dieser Schwankungen kann daher vernachlässigt werden, so dass für die Kostenbetrachtung von einem gleichbleibenden Marktpreis von 2,45 Cent/kWh ausgegangen wird.

## Altanlagen

Altanlagen sind nach dem Ökostromgesetz solche Ökostromanlagen, für die vor dem 1. Jänner 2003 die für die Errichtung notwendigen Genehmigungen erteilt wurden. Für diese Anlagen gelten weiterhin die Einspeisetarife auf Basis der Ausführungsgesetze der Bundesländer und der Einspeisetarifverordnungen der Landeshauptleute [16-24]. In Tabelle 5.1 wird eine Übersicht über die Einspeisearbeit und die Förderkosten der Altanlagen gegeben. Die Daten der Engpassleistungen und der Einspeiseförderung wurden hierbei basierend auf den Bescheiden genehmigter Anlagen (Stand: März 2003), die von E-Control zur Verfügung gestellt wurden, abgeschätzt. Die Einspeiseförderung entspricht jeweils der Differenz zwischen der gewichteten Summe der Landesvergütungen und dem Marktpreis.

Die Gesamtförderkosten für die Altanlagen betragen demnach ca. 50 Mio. €/a und machen somit bereits mehr als 40 % des verfügbaren Förderbudgets aus.

Energieträger	Engpassleistung [MW]	Volllaststunden [h/a]	Einspeisearbeit [GWh/a]	Einspeiseförderung <sup>1,2</sup> [Cent/kWh]	Förderkosten [Mio. €/a]
Biogas	14	4.600	64,4	8,25	5,31
Biomasse fest	60	4.500	270,0	5,75	15,53
Biomasse flüssig	1	5.000	5,0	11,00	0,55
Deponiegas	9	2.800	25,2	2,25	0,57
Geothermie	1	7.000	7,0	3,75	0,26
Klärgas	7	2.900	20,3	4,50	0,91
Photovoltaik	15	1.000	15,0	60,00	9,00
Windkraft	175	2.000	350,0	5,20	18,20
<b>Summe</b>			<b>759,9</b>		<b>50,33</b>

<sup>1</sup> Einspeiseförderung = Vergütung – Marktpreis

<sup>2</sup> Vergütung entspricht gewichteter Summe der Ländervergütungen

Tabelle 5.1: Altanlagen – Einspeisearbeit und Förderkosten (Stand: März 2003)

## Neuanlagen

In Tabelle 5.2 sind die festgesetzten Preise für elektrische Energie aus WEA, Biomasse und Photovoltaik aufgelistet.

Windenergieanlagen		7,8 Cent/kWh
Biogas	Engpassleistung ≤ 100 kW	16,5 Cent/kWh
	100 kW < Engpassleistung ≤ 500 kW	14,5 Cent/kWh
	500 kW < Engpassleistung ≤ 1 MW	12,5 Cent/kWh
	Engpassleistung > 1 MW	10,3 Cent/kWh
Feste Biomasse	Engpassleistung ≤ 2 MW	16,0 Cent/kWh
	2 MW < Engpassleistung ≤ 5 MW	15,0 Cent/kWh
	5 MW < Engpassleistung ≤ 10 MW	13,0 Cent/kWh
	Engpassleistung > 10 MW	10,2 Cent/kWh
Flüssige Biomasse	Engpassleistung ≤ 200 kW	13,0 Cent/kWh
	Engpassleistung > 200 kW	10,0 Cent/kWh
Photovoltaik	Engpassleistung ≤ 20 kW peak	60,0 Cent/kWh
	Engpassleistung > 20 kW peak	47,0 Cent/kWh

Tabelle 5.2: Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen [8]

Hieraus ergeben sich mit den in Abschnitt 2.5 angesetzten Szenarien der Entwicklung von Ökoanlagen folgende Bandbreiten der Kosten durch die Einspeiseförderung:

- Windenergie

In Abschnitt 2.5 wurden für die WEA-Entwicklung für das Burgenland 350 MW, für Niederösterreich 250 - 1050 MW und für das restliche Österreich 100 - 300 MW installierte Leistung als Szenarien für das Jahr 2008 angesetzt. Unter Berücksichtigung der abzuziehenden Altanlagen von 175 MW und einer typischen Volllaststundenzahl von 2000 h/a ergibt sich ein Förderbetrag von 56,2 - 163,2 Mio. €/a.

- Biomasse

Wie bereits in Abschnitt 2.2 beschrieben, ist die zukünftige Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse aufgrund der Vielzahl verschiedener Anlagentypen und Vergütungshöhen mit hohen Unsicherheiten behaftet. Aufgrund des bisherigen Bestands an Biomasse-Altanlagen und der für die Neuanlagen gültigen Einspeisevergütungen wird von einer durchschnittlichen Einspeisevergütung von 12,00 Cent/kWh ausgegangen. Bei den angesetzten Szenarien eines 1 %-igen bzw. 2 %-igen Anteils der Biomasse-Neuanlagen an der Stromversorgung im Jahr 2008 ergeben sich Förderkosten in Höhe von 51,6 Mio. €/a - 103,2 Mio. €/a.

- Photovoltaik

Die Begrenzung der Förderung von Photovoltaik-Anlagen auf 15 MW werden voraussichtlich schon durch die genehmigten Altanlagen erreicht, so dass für darüber hinausgehenden Ausbau der Photovoltaik keine zusätzlichen Förderkosten entstehen.

- Sonstige Ökostromanlagen

Der Anteil sonstiger Ökostromanlagen ist gering. Bei dem in Abschnitt 2.5 angesetzten Szenario eines Ausbaus um 10 MW ergeben sich Vergütungskosten von 1 Mio. €/a.

Die Kosten für die Einspeiseförderung von Neuanlagen sind in Tabelle 5.3 zusammengefasst.

Energieträger	Engpassleistung [MW]		Volllaststunden [h/a]	Einspeisearbeit [GWh/a]		Einspeiseförderung <sup>1</sup> [Cent/kWh]	Förderkosten [Mio. €/a]	
	Min.	Max.		Min.	Max.		Min.	Max.
Windkraft	525	1525	2.000	1.050	3.050	5,35	56,2	163,2
Biomasse	120	240	4.500	540	1.080	9,55	51,6	103,2
Sonstige Ökoanlagen	10		2.900	29		3,55	1,0	
<b>Summe</b>	<b>655</b>	<b>1.775</b>		<b>1.619</b>	<b>4.159</b>		<b>108,8</b>	<b>267,4</b>

<sup>1</sup>Einspeiseförderung = Vergütung – Marktpreis

Tabelle 5.3: Neuanlagen – Einspeisearbeit und Förderkosten

#### 5.1.4 Netzausbau- und Engpassmanagementmaßnahmen

Zusätzlich zu den bereits genannten Kosten, die unter das Förderbudget fallen, entstehen Zusatzkosten durch die verstärkte Windenergieeinspeisung, deren Tragung derzeit noch diskutiert wird.

Kosten für Netzausbaumaßnahmen entstehen insbesondere in den Hochspannungsnetzen. Die Kosten für den Anschluss der Windparks der Parndorfer Platte betragen nach Angaben der BEWAG ca. 50.000 €/MW, d. h. bei einer installierten WEA-Leistung von 350 MW ca. 17,5 Mio. €. Für den WEA-bedingten Netzausbau in Niederösterreich belaufen sich nach Angaben von EVN die Kosten auf 71,6 Mio. €. Unter Berücksichtigung eines typischen Kalkulationszinssatzes von 9,5%, einer Nutzungsdauer der Netzbetriebsmittel von 40 Jahren und jährlichen Betriebskosten von 2 - 3 % der Investitionskosten ergeben sich die annuitätischen Kosten der Netzausbaumaßnahmen zu 1,6 - 9,3 Mio. €/a. Der Anteil der Netzausbaukosten an den Gesamtkosten ist also vergleichsweise gering, so dass veränderte Randbedingungen – etwa ein veränderter Kalkulationszinssatz oder leicht erhöhte Baukosten – sich nicht signifikant in den Gesamtkosten niederschlagen.

In Kapitel 3.2.3 wurde für das maximale Ausbauszenario von 1.700 MW die Zunahme der notwendigen Umschichtungsenergie für Engpassmanagement unter der Verwendung von thermischen Kraftwerken auf 231 GWh/a bestimmt. Die Vergütung der einzelnen Maßnahmen ist jedoch noch offen, so dass an dieser Stelle keine Kostenbewertung vorgenommen werden kann. Zusätzlich müssten bei den Fällen, bei denen diese Maßnahmen nicht ausreichend sind, während 1.014 h/a weitergehende Engpassmanagementmaßnahmen durchgeführt werden, d. h. eine weitere Reduktion von Einspeiseleistungen im Norden Österreichs. Bei einer Realisierung des geplanten 380-kV-Leitungsneubaus zwischen

Südburgenland und Kainachtal nähmen Notwendigkeit und damit auch Kosten von Engpassmanagementmaßnahmen deutlich ab.

## 5.2 Ausschöpfung des Förderbudgets

### 5.2.1 Zusammenstellung der Förder- und Folgekosten

#### Gesamtkosten

Aus den bisher analysierten Kostenpositionen ergeben sich für das Jahr 2008 die in Tabelle 5.4 aufgeführten und in Bild 5.1 im Überblick dargestellten Folgekosten.

Kostenposition	Min. [Mio. €/a]	Max. [Mio. €/a]
<b>Kosten, die unter das Förderbudget fallen</b>		
Länderanteil	7	
<i>Aufwendungen des Ökobilanzgruppenverantwortlichen:</i>		
Verwaltungskosten inklusive Bonitäts- und Ausfallsrisiko	1,2	
Minutenreservevorhaltung und -einsatz	15,0	105,0
<i>Einspeiseförderung:</i>		
Altanlagen	50,3	
Windenergie	56,2	163,2
Biomasse	51,6	103,2
Photovoltaik und sonstige Ökoanlagen	1,0	
<b>Summe</b>	<b>182,5</b>	<b>430,9</b>
<b>Weitere Folgekosten</b>		
Netzausbaumaßnahmen	1,6	9,3
Engpassmanagement	noch offen	noch offen
<b>Summe</b>	<b>&gt; 1,6</b>	<b>&gt; 9,3</b>
<b>Gesamte Folgekosten</b>	<b>&gt; 184,1</b>	<b>&gt; 440,2</b>

Tabelle 5.4: Folgekosten der Ökostromerzeugung

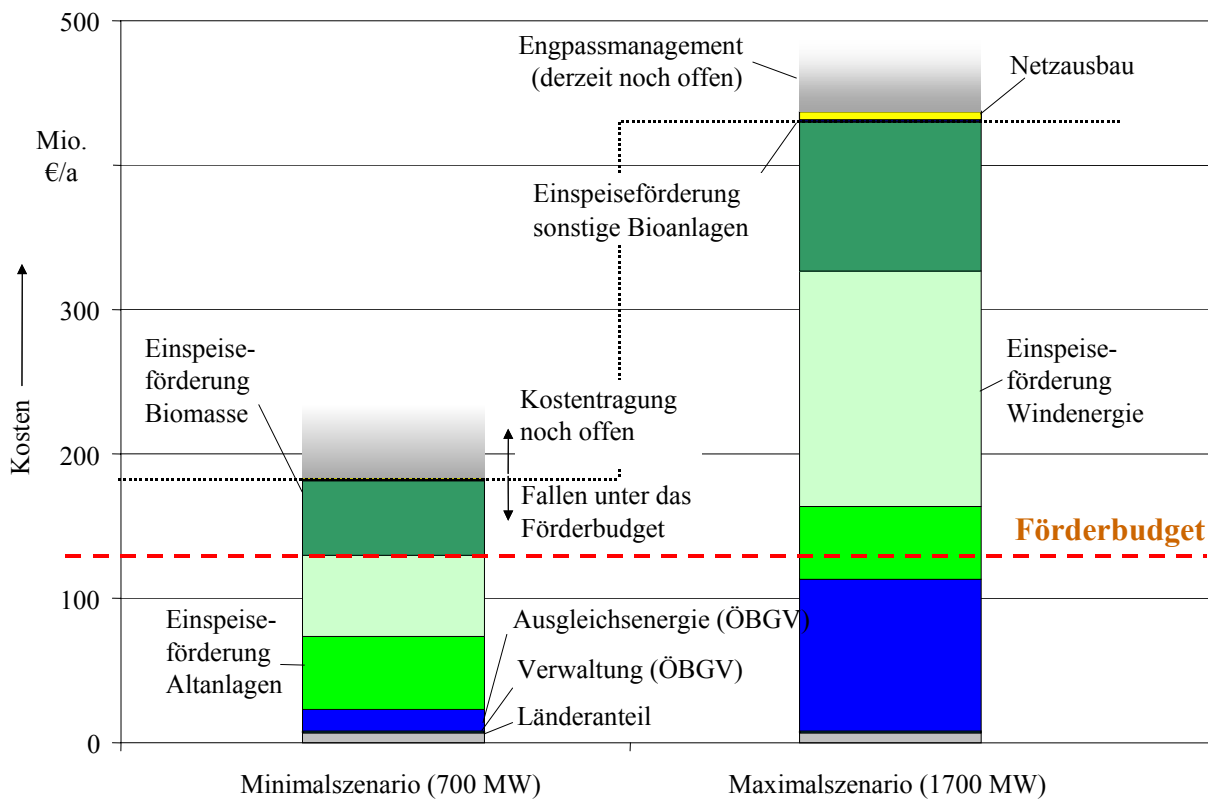


Bild 5.1: Kosten der Ökostromförderung für minimales und maximales WEA-Ausbauszenario

Das derzeit zur Verfügung stehende Förderbudget ist somit auch für das kostengünstigste Szenario der Ökostromentwicklung bis zum Jahr 2008 nicht ausreichend. Bei einer Ausschöpfung der Potentiale der Windenergie in Niederösterreich und dem restlichen Österreich und einem Zubau der Biomasse um 2 % der Gesamtstromabnahme wird es sogar um ca. 310 Mio. €/a und damit um mehr als 250 % überschritten. Zusätzlich entstehen Kosten für den erweiterten Bedarf an Engpassmanagementmaßnahmen, deren Höhe aufgrund der derzeit noch diskutierten Vergütungspreise in dieser Studie nicht beziffert werden konnten. Die Netzausbaumaßnahmen verursachen im Vergleich zu den restlichen Kosten nur noch geringe Mehrbelastungen von 1,6 - 9,3 Mio. €/a.

## Windbedingte Folgekosten

Der größten Anteil an den o. g. Kosten wird durch den Windenergieausbau verursacht. Hierzu zählen die Einspeiseförderung für Alt- und Neuanlagen, die Kosten für den erhöhten Bedarf an Minutenreserve sowie die Kosten von Netzausbau- und Engpassmanagementmaßnahmen. In Tabelle 5.5 sind die minimal bzw. maximal zu erwartenden Kosten, die direkt und ausschließlich dem Windenergieausbau zuzuordnen sind, aufgeführt. Die spezifischen Kosten pro installiertem MW an WEA betragen hierbei,



ohne Berücksichtigung der Kosten für Engpassmanagement, zwischen 129 T€/a und 174 T€/a. Bezogen auf die aus WEA erzeugte Energie ergeben sich spezifische Folgekosten von 6,4 – 8,7 ct/kWh. Auffallend sind die hohen sowie mit großer Unsicherheit behafteten Kosten von Minutenreservevorhaltung und -einsatz, die je nach Szenario 20 – 58 % der Einspeiseförderung betragen.

Kostenposition	Min. [Mio. €/a]	Max. [Mio. €/a]
<b>Windbedingte Kosten, die unter das Förderbudget fallen</b>		
Minutenreservevorhaltung und -einsatz	15,0	105,0
<i>Einspeiseförderung:</i>		
Altanlagen	18,2	
Neuanlagen	56,2	163,2
<b>Summe</b>	<b>89,4</b>	<b>286,4</b>
<b>Weitere windbedingte Folgekosten</b>		
Netzausbaumaßnahmen	1,6	9,3
Engpassmanagement	noch offen	noch offen
<b>Summe</b>	<b>&gt; 1,6</b>	<b>&gt; 9,3</b>
<b>Gesamte windbedingte Folgekosten</b>	<b>&gt; 91,0</b>	<b>&gt; 295,7</b>

Tabelle 5.5: Windbedingte Folgekosten

## 5.2.2 Alternativen der Kostentragung

Die bisherigen Untersuchungen zeigen, dass das Förderbudget von 0,22 Cent je kWh Stromabgabe an Endverbraucher selbst im kostengünstigsten Szenario nicht ausreichend erscheint. Zudem entstehen zusätzliche Folgekosten der Ökostromentwicklung, deren Tragung derzeit noch diskutiert wird. Im Folgenden werden Möglichkeiten für die einzelnen Kostenpunkte diskutiert.

### Bisheriger Förderrahmen

Im bisherigen Förderrahmen sind die Kosten für Altanlagen, für den Länderanteil, für die Aufwendungen des Ökobilanzgruppenverantwortlichen und für die Einspeisevergütung für Ökoanlagen beinhaltet. Das bisherige Förderbudget erscheint mit 121 Mio. € für das Jahr 2008 nicht ausreichend. Würde das Förderbudget, wie im Ökostromgesetz grundsätzlich vorgesehen, den Kosten angepasst, so

ergäbe sich für das Minimalszenario ein durchschnittlicher Gesamtzuschlag für den Endkunden in Höhe von 0,33 Cent/kWh. Für das Maximalszenario betrüge der Zuschlag 0,79 Cent/kWh.

## Netzausbaumaßnahmen

Derzeit wird diskutiert, die Zusatzkosten, die für den windbedingten Netzausbau entstehen, den Betreibern der WEA im Zuge des Netzanschlusses in Rechnung zu stellen. Dies könnte z. B. durch eine Anschlussgebühr pro installierter WEA-Leistung erfolgen. Eine alternativ hierzu vorzunehmend Umlage auf die Systemnutzungstarife würde zu einer Sozialisierung der Kosten ausschließlich unter den Endkunden der von der verstärkten Windenergieeinspeisung maßgeblich betroffenen Bundesländer Niederösterreich und Burgenland führen. Dies könnte im Gegensatz zu der beabsichtigten bundesweit gleichmäßigen Förderung der Ökoenergie stehen

### 5.3 Verschiebung von Netznutzungsentgelten

Da die Ökoanlagen in die dem Übertragungsnetz unterlagerten Spannungsebenen einspeisen, verringern sich die Abnahme elektrischer Energie und die ggf. auch die maximale Abnahmeleistung aus dem Höchstspannungsnetz. Im Folgenden soll untersucht werden, welche Auswirkungen sich hierdurch auf die Netznutzungsentgelte ergeben können.

Die an die Netzebene (NE) 1 von APG angeschlossenen Netznutzer – also u. a. auch die vom WEA-Ausbau betroffenen Verteilernetzbetreiber – zahlen an APG den Systemnutzungstarif der NE 1 gemäß SNT-VO [31]. Das Netznutzungsentgelt (NNE) setzt sich dabei aus drei Komponenten zusammen.

- Die Bruttokomponente ist allein abhängig von der Gesamtabnahme der Endverbraucher. Die verstärkte Einspeisung von Ökoanlagen hat somit keinen Einfluss auf diesen Anteil des NNE.
- Die Nettokomponente Arbeit entspricht der abgenommenen Energie aus der überlagerten Spannungsebene. Einspeisungen von Ökoanlagen reduzieren diese und führen somit zu einer Verringerung dieser Komponente. Die verrechnungsrelevante abgenommene Energie ergibt sich dabei aus der Summe der positiven Bezüge je Umspannwerk. Rückspeisungen, die dann auftreten, wenn die dezentral (z. B. in WEA) erzeugte Leistung den zur Lastdeckung momentan erforderlichen Bezug über ein Umspannwerk übersteigt, werden hierbei nicht mit positiven Bezügen zu anderen Zeitpunkten verrechnet. Mit steigender installierter WEA-Leistung nimmt der relative Anteil der in WEA erzeugten Energie, der in die Netzebene 1 zurückgespeist wird, zu. Dementsprechend sinkt der Anteil, der im Verteilernetz „verbleibt“ und zu einer Verringerung der Nettokomponente Arbeit

führt. Wir haben diesen Effekt anhand von durch EVN und BEWAG bereitgestellten Informationen untersucht. Die Untersuchung zeigt, dass der im Verteilernetz verbleibende Anteil der WEA-Einspeiseenergie nicht von der absoluten Höhe des Windausbaus abhängt, sondern vom Verhältnis der über das betrachtete Umspannwerk für die Lastdeckung bezogenen Energie (also ohne WEA) zur WEA-Einspeiseenergie<sup>11</sup>. In Bild 5.2 ist der Anteil der im Verteilernetz verbleibenden Wind-einspeiseenergie in Abhängigkeit dieses Verhältnisses aufgetragen.

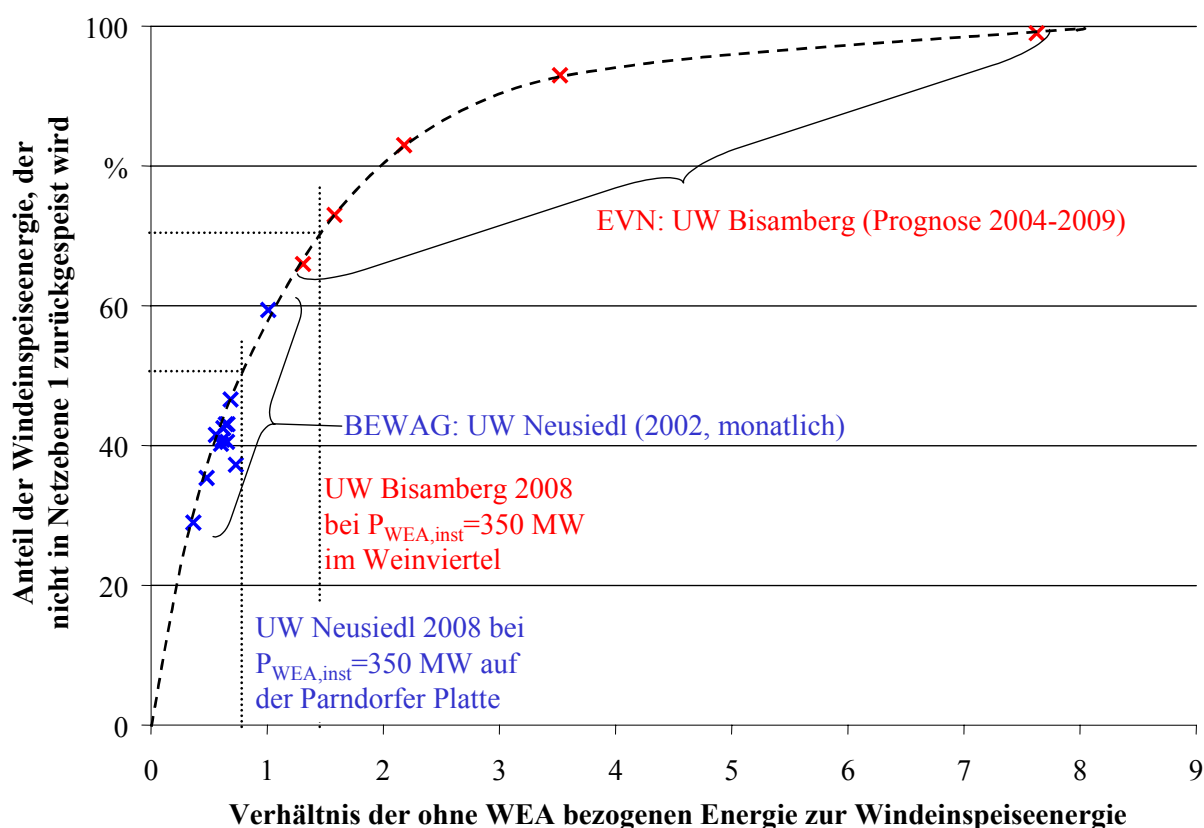


Bild 5.2: Im Verteilernetz verbleibende Windeinspeisearbeit in Abhängigkeit des Verhältnisses von ohne WEA bezogener Energie und Windeinspeiseenergie (Quellen: EVN, BEWAG, eigene Berechnungen)

<sup>11</sup> Dieses Verhältnis ist ein Maß dafür, wie dominant die Abgabe an Endverbraucher gegenüber dem WEA-Ausbau ist. Die Berechnung sei an einem Beispiel verdeutlicht: Hierzu wird ein Umspannwerk betrachtet, über das eine Energie von 1000 GWh/a bezogen wird. Werden im unmittelbaren Einzugsbereich des Umspannwerks WEA mit einer Gesamtleistung von 350 MW zugebaut, so ergibt sich bei 2000 Volllaststunden eine Windeinspeiseenergie von 700 GWh/a. Das Verhältnis der ohne WEA bezogenen Energie zur Windeinspeiseenergie beträgt somit  $1000 / 700 = 1,4$ .

Die dargestellten Werte beruhen auf Angaben von BEWAG und EVN hinsichtlich der Lasten und Bezüge für die beiden vom Windausbau am stärksten betroffenen Umspannwerke Neusiedl (blau – monatliche Werte für 2002) und Bisamberg (rot – jährliche Prognosen für 2004 - 2009). Die beiden unabhängigen Datenquellen ergeben einen plausiblen Gesamtverlauf, der durch die strichlierte Kurve angenähert werden kann. Demnach würden im Jahr 2008 bei einer installierten Windleistung von 350 MW im Weinviertel ca. 70 % der erzeugten Energie im Hochspannungsnetz verbleiben und damit den verrechnungswirksamen Bezug reduzieren. Die von EVN an APG zu entrichtenden NNE würden sich hierdurch um  $(350 \text{ MW} * 2000 \text{ h/a}) * 70 \% * (0,2347 \text{ Cent/kWh}) = 1,15 \text{ Mio. €/a}$  verringern. Beim UW Neusiedl betrüge der Anteil der verbleibenden Windeinspeisearbeit bei einer installierten Windleistung von 350 MW aufgrund der geringeren Verbraucherlast im Jahr 2008 nur ca. 50%. Die Nettokomponente würde entsprechend nur um ca. 820 T€/a sinken.

- Die Nettokomponente Leistung wird in Abhängigkeit der höchsten aus dem Höchstspannungsnetz bezogenen Halbstunden-Durchschnittsleistung, gemittelt über drei Zeiträume des Jahres, bestimmt. Die Auswirkungen des WEA-Zubaus auf die Nettokomponente Leistung können aufgrund der starken Schwankungen der Einspeiseleistung der WEA von Jahr zu Jahr deutlich variieren. Eine Bewertung dieses „Leistungseffektes“ ist daher nur anhand des Erwartungswertes möglich. Im Rahmen einer Untersuchung für den Windenergieausbau an der deutschen Nordseeküste [30] wurde gezeigt, dass selbst bei einer weiträumigen Verteilung der WEA der Erwartungswert des Leistungseffekts weniger als 10% der installierten Leistung beträgt. Durch die regionale Konzentration der WEA, wie sie in Österreich zu erwarten ist, würde sich dieser Wert u. U. noch weiter verringern. Die im folgenden verwandte Annahme eines Leistungseffekts von 10 % der installierten Leistung stellt daher eine Maximalabschätzung dar.

Die aus den beiden Nettokomponenten resultierenden Netznutzungsentgeltzahlungen der von starkem WEA-Ausbau betroffenen Verteilernetzbetreiber (EVN und BEWAG) an APG nehmen somit durch die Windenergieeinspeisung ab. In Tabelle 5.6 ist diese Verringerung der NNE den Netzausbaukosten für die Bereiche Parndorfer Platte und Weinviertel und eine jeweils installierte Windleistung von 350 MW gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass die den Verteilernetzbetreibern entstehende Mehrbelastung für Errichtung und Betrieb von windbedingten Netzanlagen durch die Reduktion der NNE nur teilweise ausgeglichen werden kann. Zudem würde die auf Seiten der APG entstehende Erlösreduktion u. U. zu einer Erhöhung des Systemnutzungstarifs der Netzebene 1 führen, wodurch die windbedingten Netzausbaukosten z. T. auf die Netzbenutzer der dem APG-Netz unterlagerten Verteilernetze und damit nicht bundesweit einheitlich abgewälzt würden.

	<b>Parndorfer Platte</b> bei $P_{\text{WEA,inst}} = 350 \text{ MW}$ [Mio. €/a]	<b>Weinviertel</b> bei $P_{\text{WEA,inst}} = 350 \text{ MW}$ [Mio. €/a]
<b>Verringerung der NNE der NE 1</b>		
Bruttokomponente Arbeit	0	0
Nettokomponente Arbeit	0,82	1,15
Nettokomponente Leistung	0 – 0,30	0 – 0,30
<b>Summe</b>	<b>0,82 – 1,12</b>	<b>1,15 – 1,45</b>
<b>Netzausbaukosten</b>		
Investitionskosten	1,34	2,74
Betriebskosten	0,34 – 0,51	0,72 – 1,08
<b>Summe</b>	<b>1,68 – 1,85</b>	<b>3,46 – 3,82</b>

*Tabelle 5.6: Verringerung der Netznutzungsentgelte (NNE) für die Netzebene (NE) 1 im Vergleich zu WEA-bedingten Netzausbaukosten*



## 6 Schlussfolgerungen

### 6.1 Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse

Die Erkenntnisse unserer in den Kapiteln 2 bis 9 beschriebenen Untersuchungen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Die insgesamt in Österreich **installierte WEA-Leistung** wird im Jahr 2008 voraussichtlich zwischen 700 und 1700 MW betragen. Unsicherheiten ergeben sich zum einen regional für den Ausbau in Niederösterreich, da dieser erhebliche Ausbaumaßnahmen im Hochspannungsnetz erforderlich macht. Insbesondere kann aber auch die Belastungssituation des Höchstspannungsnetzes durch die WEA-Einspeisung in kritischem Maße beeinflusst werden und sich u. U. bremsend auf den WEA-Ausbau auswirken.
- Aufgrund der zu erwartenden Entwicklung der Einspeisung aus Ökoanlagen erscheint die Erreichung des im Ökostromgesetz angestrebten **Ziels einer Ökostromanteils von 4 % im Jahre 2008** bereits im Minimalszenario gegeben und damit unproblematisch. Vielmehr wird dieser Wert bei einem vollständigen Ausbau der Potentiale der Windenergie in Niederösterreich unter Berücksichtigung des hierfür erforderlichen Netzausbaus weit übertroffen. Eine weitere deutliche Erhöhung des Ökostromanteils ist durch den vermehrten Zubau von Biomasse-Anlagen zu erwarten.
- Das **Förderbudget**, welches bisher ca. 121 Mio. €/a beträgt, wird jedoch entsprechend der in Kapitel 5 durchgeführten Kostenanalyse voraussichtlich nicht ausreichen. Bereits beim kostengünstigsten Szenario wird das Förderbudget um 63 Mio. € überschritten. Eine weitere Überschreitung ist durch zusätzliche Windenergieeinspeisung in Niederösterreich und durch einen möglicherweise stärkeren Ausbau der Biomasse zu erwarten. Das im Maximalszenario des Ökoenergieausbaus anfallende Förderbudget kann bis zu 440,2 Mio. €, d. h. ca. 360 % des für 2008 geplanten Förderbudgets, erreichen. (Es ist derzeit offen, wer diese zusätzlichen Kosten tragen würde.)
- Eine wesentliche Einflussgröße für die aufzubringenden Förderkosten ist die **Bereitstellung und der Einsatz von Minutenreserve**, bedingt durch die großen Prognosefehler der WEA-Einspeisung. Bei durchschnittlichem Preisniveau des Jahres 2002 am APCS-Regelenergiemarkt und plausibler Bandbreite der zukünftigen Prognosegüte für WEA-Einspeisungen ist mit Kosten für den Öko-BGV in einem Bereich von rund 15 Mio. €/a bis 20 Mio. €/a (erwarteter WEA-Minimalausbau) bzw. rund 75 Mio. €/a bis 105 Mio. €/a (erwarteter WEA-Maximalausbau) zu rechnen. Mögliche, in ihrer Höhe jedoch kaum vorhersehbare Änderungen des Preisniveaus auf dem APCS-Regelenergiemarkt – z. B. infolge einer Erweiterung des Marktbereichs – würden zu

entsprechend veränderten Kosten führen, so z. B. für den Fall der APCS-Maximalpreise des Jahres 2002 zu einer ungefähren Verdreifachung.

- Die technischen Anforderungen für eine **Integration von WEA-Parks in die Verteilernetze** sind aufgrund verbesserter Schutz- und Regelungskonzepte sowie der inzwischen langjährigen Erfahrungen beherrschbar. Für den Anschluss zusätzlicher WEA sind allerdings in den Hochspannungsnetzen bzw. bei deren Anbindung an das Höchstspannungsnetz **Ausbaumaßnahmen** notwendig. Die Kosten hierfür betragen nach Angaben von EVN für das Weinviertel und das Brucker Becker ca. 100.000 € pro MW installierter WEA-Leistung. Im Gebiet der Parndorfer Platte liegt dieser Wert aufgrund günstigerer Randbedingungen mit durchschnittlich ca. 50.000 €/MW deutlich darunter. Im Vergleich zu anderen Kostenpositionen – insbesondere Tarifförderung und Ausgleichsenergie – ist der Anteil dieser Ausbaukosten mit 1,6 - 9,3 Mio. €/a relativ gering.
- Das Übertragungsnetz der APG ist bereits derzeit stark beansprucht. Teilweise ist ein (n-1)-sicherer Netzbetrieb trotz des Einsatzes von **Engpassmanagementmaßnahmen** nicht zu erreichen. Diese Situation wird durch zusätzliche Windenergieeinspeisung noch deutlich verschärft. Durch den Bau der geplanten **380-kV-Leitung von Südburgenland nach Kainachtal** könnte die zusätzliche Belastung kompensiert werden. Zumindest vorübergehend (d. h. bis zur Inbetriebnahme der neuen 380-kV-Leitung) muss diese Entlastung jedoch durch zusätzliche Engpassmanagementmaßnahmen erreicht werden, d. h. durch weitere Reduktion von Einspeiseleistungen im Norden Österreichs.

## 6.2 Handlungsbedarf und -optionen

Die Erreichung des 4 %-Ziels für Ökoenergie bis 2008 erscheint, wie oben erwähnt, unkritisch. Unsere Analyse zeigt jedoch, dass im Hinblick auf die Folgekosten sowie die Ausgestaltung der Netznutzung durch die erwartete Ökostromentwicklung Handlungsbedarf entsteht:

- Bei unveränderter Förderstruktur wird die Kostenbelastung die derzeitige Obergrenze von 0,22 €-Cent je kWh Endkundenverbrauch deutlich überschreiten. Dem kann auf dreierlei Weise begegnet werden:
  - Würde das Förderbudget, wie im Ökostromgesetz grundsätzlich vorgesehen, den entstehenden Kosten angepasst, so ergäbe sich für das untersuchte Minimalszenario ein durchschnittlicher Gesamtzuschlag für den Endkunden in Höhe von 0,33 Cent/kWh, d. h. ca. 50 % mehr als ursprünglich vorgesehen. Für das Maximalszenario betrüge der Zuschlag 0,79 Cent/kWh, also ca. 360 % der ursprünglichen Obergrenze.



- Umgekehrt könnte durch Absenkung der Einspeisetarife die Attraktivität der Ökoenergie verringert werden. Die Wirksamkeit dieser Maßnahme setzt aber voraus, dass ein verzögerter Netzausbau in Niederösterreich die abschließende Genehmigung von derzeit bereits beantragten WEA-Projekten bis zu einer Tarifanpassung hinauszögert.
- Prinzipiell wäre es auch denkbar, den Ausbau von z. B. WEA durch Beschränkung der Einspeiseförderung auf eine feste Obergrenze der installierten Leistung zu begrenzen, ähnlich wie dies bereits bei Photovoltaikanlagen der Fall ist.
- Die Prognosegüte der WEA-Einspeisung hat – neben den Regelenergiepreisen – großen Einfluss auf die Kosten für Bereitstellung und Einsatz von Minutenreserve. Daher sollten Anstrengungen unternommen werden, die Qualität der Prognosen zu verbessern. Teilweise ist eine solche Entwicklung jedoch dadurch begrenzt, dass die Marktregeln derzeit Prognosen für Sonntag und Montag bzw. für einen auf einen Feiertag folgenden Werktag bereits am vorigen Werktag, d. h. mit 2 bzw. 3 Tagen Vorlauf, erfordern. Eine im Hinblick auf die WEA-Prognose grundsätzlich wünschenswerte Verkürzung der Vorlaufzeit würde allerdings einen erheblichen Eingriff in die Marktregeln bedingen. Um allen Marktteilnehmern in gleichem Maße eine Reaktion auf die dann kurzfristige Windenergiezuteilung zu ermöglichen, müsste die Unterscheidung zwischen Werktagen und Wochenende/Feiertagen ggf. für das gesamte Marktsystem (Börsenzeiten etc.) aufgehoben werden. Im Lichte des hiermit verbundenen organisatorischen und auch personellen Aufwands sollten daher die Wirtschaftlichkeit und Praktikabilität eines solchen Schritts zunächst eingehend untersucht werden.
- Die auf den Nordosten Österreichs konzentrierte WEA-Einspeisung wird die bereits heute bestehenden Nord-Süd-Engpässe im 220-kV-Netz der APG weiter verschärfen. Die grundsätzlich vorteilhafte Kombination aus dargebotsabhängig einspeisenden WEA und regelfähigen (Pump-)Speicherkraftwerken kann somit aus netztechnischen Gründen nicht voll genutzt werden. Eine Integration bedeutender WEA-Leistung in das bestehende APG-Netz setzt vielmehr voraus, dass über die Einspeiseveränderung thermischer oder Speicherkraftwerke hinausgehende Engpassmanagementmaßnahmen abrufbar werden. Hierzu müssten eine Reihe technischer, organisatorischer, finanzieller und auch juristischer Randbedingungen geklärt und entsprechende Regelungen geschaffen werden. Die Umsetzung von Engpassmanagement-Konzepten und insbesondere des notwendigen Interessenausgleichs der beteiligten Akteure erweist sich jedoch in der Praxis häufig als äußerst schwierig. Als Alternative hierzu bietet der Neubau der 380-kV-Leitung von Südburgenland nach Kainachtal die Möglichkeit, das Volumen des Engpassmanagements trotz WEA-

Ausbau sogar deutlich unter das heutige Niveau zu senken und somit den Eingriff in den wirtschaftlichen Kraftwerkseinsatz auf ein geringes Maß zu beschränken.

- Die vom WEA-Ausbau am stärksten betroffenen Verteilernetzbetreiber fordern, dass die Kosten des WEA-bedingten Netzausbaus von den WEA-Betreibern getragen werden, z. B. durch Umlage proportional zur installierten WEA-Leistung. Als Hauptargument wird angeführt, dass andernfalls die bestehenden Netzkunden durch Erhöhung der Systemnutzungstarife pauschal, jedoch nur in den betroffenen Versorgungsgebieten, belastet würden.

Es sei allerdings darauf hingewiesen, dass die WEA-Einspeisung über die verringerten Nettokomponenten der Netznutzungsentgelte der Netzebene 1 auch zu einer Kostenentlastung der Verteilernetzbetreiber führt. Diese kann aber die Mehrbelastung für Errichtung und Betrieb von windbedingten Netzanlagen nur teilweise ausgleichen, so dass die Frage der Kostentragung des Netzausbaus auch unter Berücksichtigung dieses Aspekts offen bleibt.

## 7 Literatur

- [1] Ökostromgesetz  
149. Bundesgesetz: Ökostromgesetz sowie Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) und das Energieförderungsgesetzes 1979 (EnFG), Artikel 1
- [2] Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt
- [3] Mitteregger, H.  
*Wirtschaftsfaktor Windkraft*  
VEÖ Journal, Ausgabe 01/02 2003, S. 38-40
- [4] Brauner, G.  
*Wirtschaftliche und technische Rahmenbedingungen*  
World Energy Council Workshop „Windenergie- und Biomassepotentiale und deren Nutzung“, Wien, 26.9.2002
- [5] Mandl, W.  
*Windenergiepotentiale des Burgenlandes und Netzanbindung*  
VEÖ Journal, Ausgabe 01/02 2003, S. 22-23
- [6] Haidvogel, H.  
*Netzanbindung von Winderzeugungsanlagen*  
World Energy Council Workshop „Windenergie- und Biomassepotentiale und deren Nutzung“, Wien, 26.9.2002
- [7] Schönbauer, C.  
*„Preise“ (Einspeisetarife) für Kleinwasserkraftwerke und sonstigen Ökoanlagen*  
Gutachten erstellt von E-Control im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, 11.11.2002
- [8] Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen festgesetzt werden, BGBl. II Nr. 508/2002

- [9] Popelka, H  
*Einbindung von Windenergieanlagen in das Übertragungsnetz*  
Beitrag zu Energiegespräche der Austrian Energy Agency (E.V.A.): Dezentrale Elektrizitätserzeugung: Chance oder Gefahr für die Netzqualität?, 24.9.2002
- [10] UCPTE  
*Spielregeln zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPTE*  
UCPTE, 1998
- [11] *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Nutzer von Netzen – Teil D4: Besondere Technische Regeln – Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit Verteilernetzen*,  
2001, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [12] DVG  
*Grid-Code 2000 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*  
DVG, Heidelberg, 2000
- [13] Dany, G.  
*Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil*  
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 71  
Klinkenberg Verlag, Aachen, 2000
- [14] Bouillon, H.  
*Auswirkungen des fluktuierenden Energieangebotes auf den Systembetrieb*  
Tagungsband zur VGB-Konferenz "Erneuerbare Energien/Dezentrale Erzeugung", Salzburg,  
2002
- [15] Renner, H.; Ammer, C.  
*Engpässe im 220/380-kV-Übertragungsnetz der Verbund-APG*  
Studie des Instituts für elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik der TU Graz, Abteilung  
Elektrische Anlagen, im Auftrag der Verbund APG, Oktober 2002
- [16] Verordnung des Landeshauptmannes von Burgenland vom 24. April 2002 betreffend die Bestimmung von Mindestpreisen für die Abnahme elektrischer Energie aus Öko- und KWK-Anlagen durch Verteilernetzbetreiber  
[www.e-control.at](http://www.e-control.at), LGBl. Nr. 56/2002, 24.4.2002

- [17] NÖ Mindestpreisverordnung vom 16. Mai 2002  
www.e-control.at, 16.5.2002
- [18] Verordnung des Landeshauptmannes von Salzburg vom 28.06.2002 über die Bestimmung von Mindestpreisen für die Abnahme elektrischer Energie aus anerkannten Ökostromanlagen durch Netzbetreiber (Salzburger Ökostrom-Mindestpreisverordnung 2002)  
www.e-control.at, 28.6.2002
- [19] Verordnung des Landeshauptmannes von Tirol vom 20.11.2001 über die Festsetzung von Mindestpreisen für die Abnahme elektrischer Energie aus anerkannten Ökoanlagen  
www.e-control.at, 20.11.2001
- [20] Verordnung des Landeshauptmannes der Steiermark vom 22. März 2002 betreffend Regelung der Preise für Einspeisungen der aus bestimmten erneuerbaren Energieträgern erzeugten elektrischen Energie in das öffentliche Netz der Steiermark  
www.e-control.at, LGBl. Nr. 89/2001 , 22.3.2002
- [21] Verordnung des Landeshauptmannes von Vorarlberg über die Festlegung von Mindestpreisen für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen  
www.e-control.at, 25.9.2001
- [22] Verordnung des Landeshauptmannes von Oberösterreich betreffend die Einspeisung elektrischer Energie aus Ökoanlagen (Oö. Ökostromverordnung 2002)  
www.e-control.at, LGBl.Nr. 148/2001, 21.12.2001
- [23] Verordnung des Landeshauptmannes vom 27. November 2001, betreffend die Bestimmung der Mindestpreise für Lieferungen elektrischer Energie aus Ökostrom- und KWK-Anlagen an Verteilernetzbetreiber in Kärnten sowie die Festsetzung eines Zuschlags zum Systemnutzungstarif für die Verteilernetzbetreiber in Kärnten (Kärntner Einspeise- und Zuschlagsverordnung – K-EZV)  
www.e-control.at, LGBl. Nr. 111/2001, 27.11.2001
- [24] Verordnung des Landeshauptmannes von Wien betreffend die Bestimmung der Preise für die Einlieferung elektrischer Energie aus Anlagen in Wien, die auf Basis bestimmter erneuerbarer Energieträger betrieben werden  
www.e-control.at

- [25] E-Control  
*Erneuerbare Energien – Marktpreis*  
www.e-control.at
- [26] Wagner, U.; Brückl, O.  
*Kostengünstige Stromerzeugung – wie lange noch?*  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 52. Jahrgang (2002) Heft 11, S. 744-750
- [27] Burgenländisches Elektrizitätswesengesetz 2001  
41. Gesetz vom 13. Juli 2001 über Regelung des Elektrizitätswesens im Burgenland (Burgenländisches Elektrizitätswesengesetz 2001 – EIWG 2001)
- [28] Niederösterreichisches Elektrizitätswesengesetz  
Ausführung des Elektrizitätswirtschaft- und -organisationsgesetz (EIWOG) vom 28. Juni 2001
- [29] Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG)  
Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschaft- und -organisationsgesetz – EIWOG), BGBl. I Nr. 143/1998
- [30] Bouillon, H.; Machate R.-D.; Tetzlaff, G.  
*Leistungseffekt von Windkraftanlagen*  
Energiewirtschaft Jg. 88 (1989), S. 1752-1759
- [31] Verordnung der Elektrizitäts-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungstarife-Verordnung, SNT-VO)  
Elektrizitäts-Control Kommission 23.5.2002
- [32] E-Control  
*Zahlen, Daten, Fakten – Österreichische Statistik – Ergebnisse 2001*  
www.e-control.at
- [33] Deutsches Windenergie-Institut GmbH (DEWI), Wilhelmshaven, www.dewi.de
- [34] GE Wind Energy GmbH, Salzbergen, www.gepower.com
- [35] ENERCON GmbH, Aurich, www.enercon.de

- [36] Krebs, H.; Kuntzsch, J.  
*Betriebserfahrungen mit Windkraftanlagen auf komplexen Binnenlandstandorten.*  
ERNEUERBARE ENERGIEN 12/2000
- [37] Tauernwind Windkraftanlagen GmbH, Pottenbrunn, [www.tauernwind.com](http://www.tauernwind.com)
- [38] Durstewitz, M.; Hoppe-Kilpper, M.; Kleinkauf, W.:  
*Kostenentwicklung und Perspektiven der Windenergietechnik.*  
[www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/vortrag/128309.pdf](http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/vortrag/128309.pdf)
- [39] Seifert, H.; Hinsch, Ch.; Söker, H.:  
*Ermittlung von Ermüdungslasten an großen Windkraftanlagen.*  
VDMA-Forschungsbericht, Deutsches Windenergie-Institut, 1998
- [40] Nielsen, T.; Madsen, H.  
*Using Meteorological Forecasts in On-line Predictions of Wind Power*  
Institute of Mathematical Modelling, Technical University of Denmark, 1996
- [41] APCS  
Anhang: Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO  
APCS Power Clearing and Settlement AG, 2001
- [42] E.ON Netz GmbH:  
Ergänzende Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen. Zusätzliche technische und organisatorische Regeln für den Netzanschluss von Windenergieanlagen innerhalb der Regelzone der E.ON Netz GmbH. Stand 1. Dezember 2001
- [43] Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen gemäß ElWOG, Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen. 1. Ausgabe, 2001, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [44] Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen gemäß ElWOG, Teil D: Besondere technische Regeln. Hauptabschnitt D2: Empfehlung für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen. Bearbeitungsstand Dezember 2000, [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [45] IG Windkraft, [www.igwindkraft.at](http://www.igwindkraft.at), Stand Mai 2003

- [46] Fiß, H.-J.; Weidemann, W.; Weck, K.-H.:  
*Netzurückwirkungen und Netzanbindung von Windenergieanlagen*  
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 91 (1992), S. 1424-1434
- [47] Fiß, H.-J.; Weidemann, W.; Weck, K.-H.; Weinel, F.:  
*Connection of wind power generating facilities to the power distribution system and potential effects on the system.*  
European Community Wind Energy Conference: Proceedings of an International Conference Held at Travemünde, Germany, 8.-12. März 1993
- [48] Weck, K.-H.:  
*Anforderungen an Erzeugungsanlagen und Netze aus der Sicht der Normen und Richtlinien zur Sicherung der Energiequalität.*  
Tagungsband Symposium: Sicherung der Energiequalität in Netzen mit Windenergieeinspeisung, Wilhelmshaven, 4. Oktober 2000
- [49] IEC Publication 61400-21:2001:  
*Wind turbine generator systems, Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.*
- [50] EN 61400:2002 German version:  
*Windenergieanlagen, Teil 21: Messung und Bewertung der Netzverträglichkeit von netzgekoppelten Windenergieanlagen.*
- [51] Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e.V. (Hrsg.):  
*Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*  
VWEW Energieverlag-GmbH, 2. Ausgabe 1998
- [52] Verband der dänischen Windkraftindustrie:  
*Fallen bei der Kostenanalyse von Windenergie*  
[www.windpower.dk/de/tour/econ/pitfalls.htm](http://www.windpower.dk/de/tour/econ/pitfalls.htm)
- [53] Deutsches Windenergie-Institut GmbH:  
*Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland.*  
Nr.: SO-199, Wilhelmshaven, 15.10.2002



- [54] Eggersgluß, W.:  
*Entwicklung von Betriebskosten mit zunehmendem Alter von Windkraftanlagen.*  
6. Österreichisches Windenergie Symposium, St. Pölten, 30./31.10.2002
- [55] Troen, I.; Petersen, L.  
*Europäischer Windatlas*  
Riso National Laboratory Roskilde, Dänemark, 1989
- [56] Kratena, K.; Wüger, M.  
*Nachfrage nach Elektrizität bis 2010*  
Studie des Österreichischen Instituts für Wirtschaftsforschung im Auftrag der Elektrizitäts-  
Control GmbH, 2002



## **Anhang**



## 8 Statistische Daten von Leitungsbelastung und WEA-Einspeisung

In diesem Kapitel werden die Häufigkeitsverteilungen der Belastung der 220-kV-Nord-Süd-Leitungen sowie die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der WEA-Einspeisung dokumentiert, die den Berechnungen zum Engpassmanagement in Abschnitt 3.2.3 zugrunde liegen.

### 8.1 Häufigkeitsverteilung der Belastung der 220-kV-Nord-Süd-Leitungen

Die folgenden Bilder geben die Häufigkeitsverteilungen der in 2001/2002 gemessenen Belastung der kritischen Nord-Süd-Leitungen im APG-Netz für die vier betrachteten Zeitbereiche wieder.

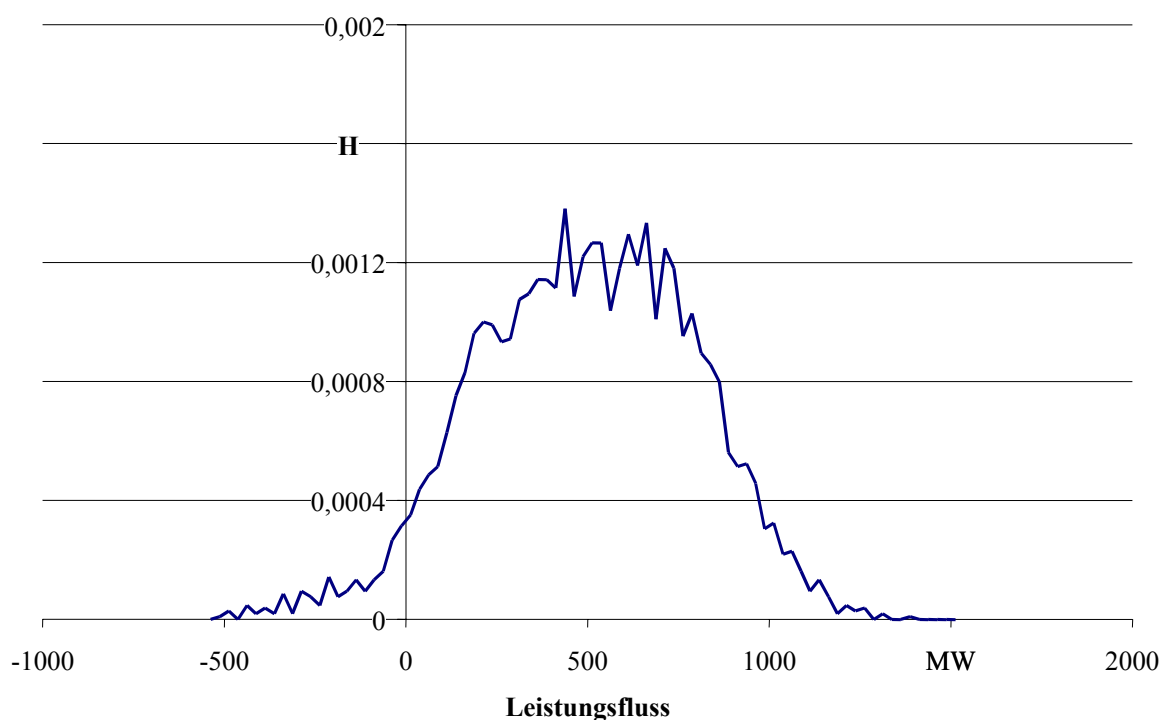


Bild 8.1: Häufigkeitsverteilung für den Leistungsfluss auf den drei Nord-Süd-Engpässen für den Zeitbereich Sommer (1.4.2002 - 30.9.2002), Tag (6:00 - 18:00 Uhr)

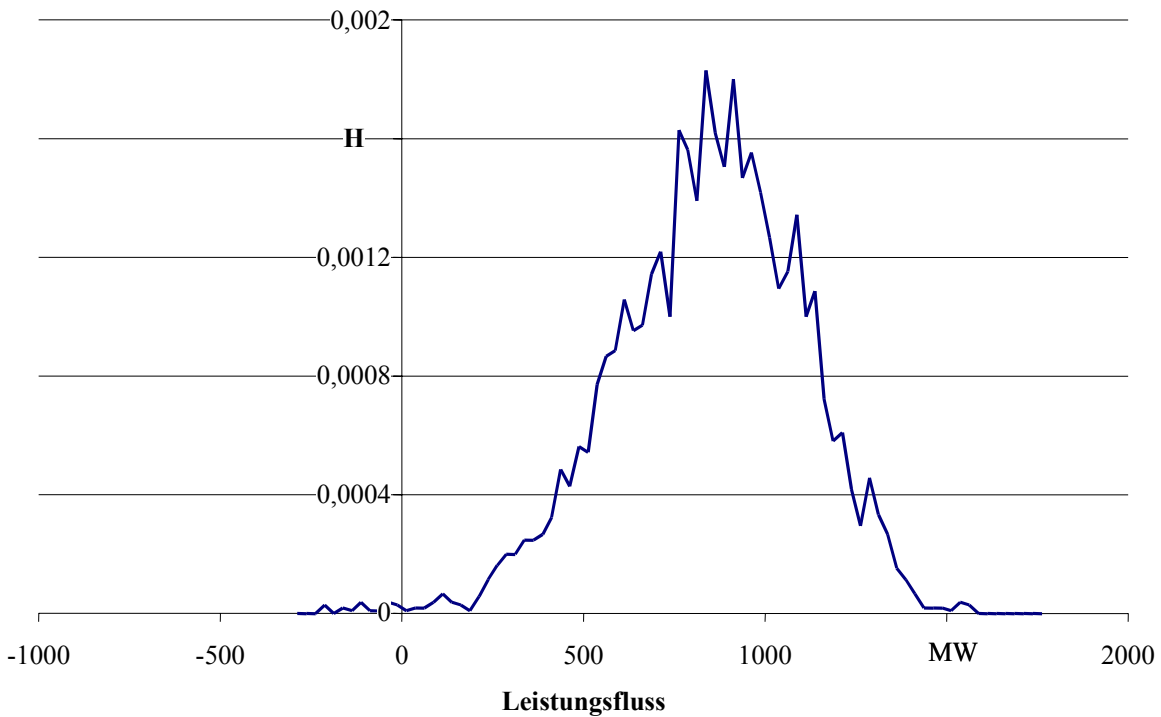


Bild 8.2: Häufigkeitsverteilung für den Leistungsfluss auf den drei Nord-Süd-Engpässen für den Zeitbereich Sommer (1.4.2002 - 30.9.2002), Nacht (18:00 - 6:00 Uhr)

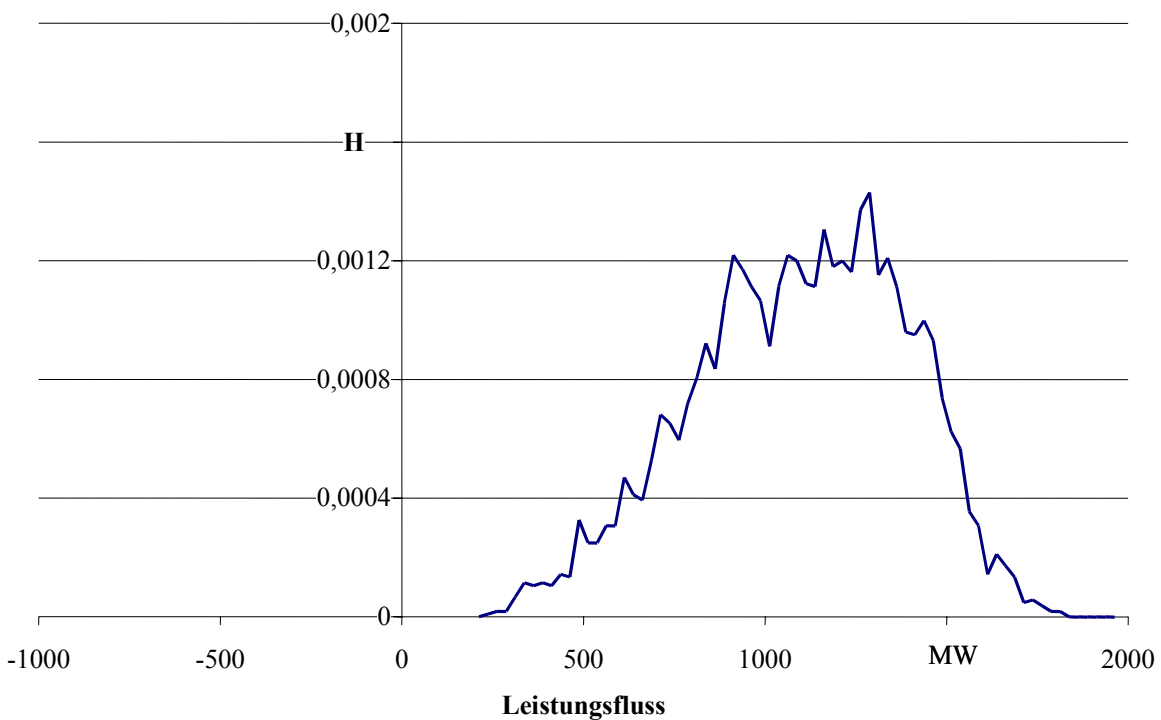


Bild 8.3: Häufigkeitsverteilung für den Leistungsfluss auf den drei Nord-Süd-Engpässen für den Zeitbereich Winter (1.10.2001 - 31.3.2002), Tag (6:00 - 18:00 Uhr)

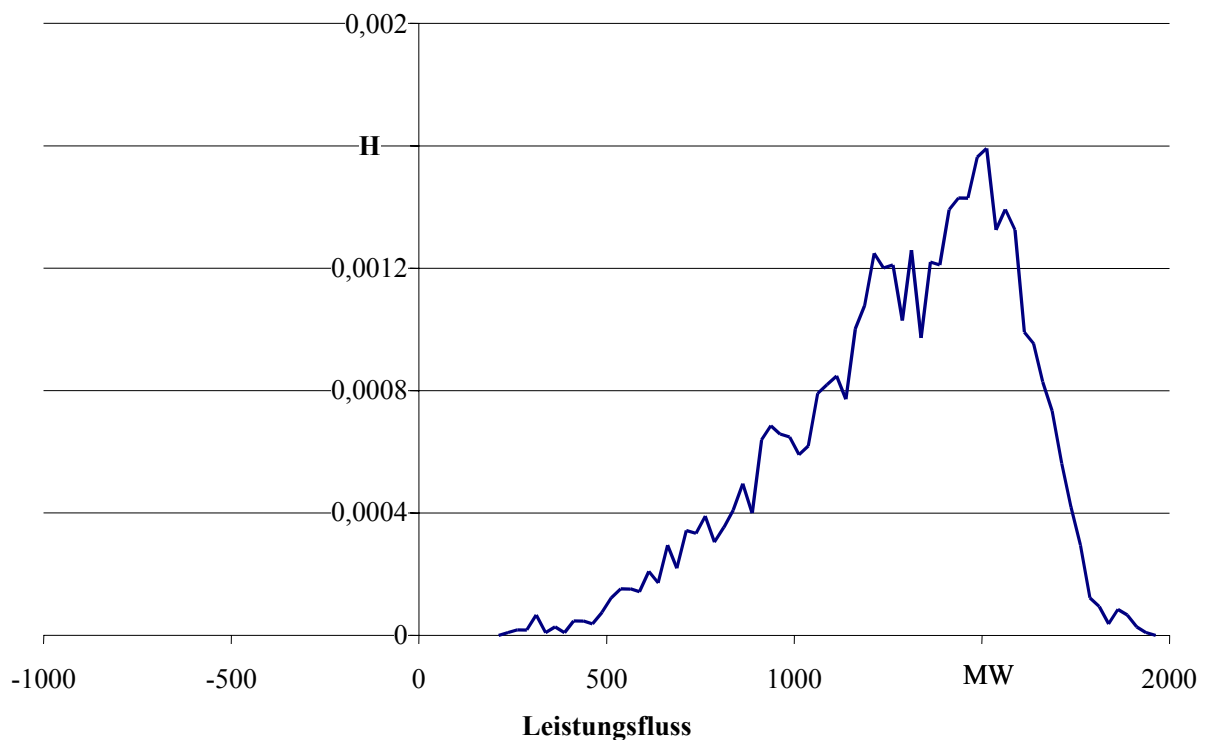


Bild 8.4: Häufigkeitsverteilung für den Leistungsfluss auf den drei Nord-Süd-Engpässen für den Zeitbereich Winter (1.10.2001 - 31.3.2002), Nacht (18:00 - 6:00 Uhr)

## 8.2 Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der WEA-Einspeisung

Die folgenden Bilder geben, getrennt für die vier betrachteten Zeitbereiche, die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der WEA-Einspeisung wieder, die aus [55] für ein großes binnenländisches WEA-Kollektiv mit 2000 Volllaststunden abgeschätzt wurden.

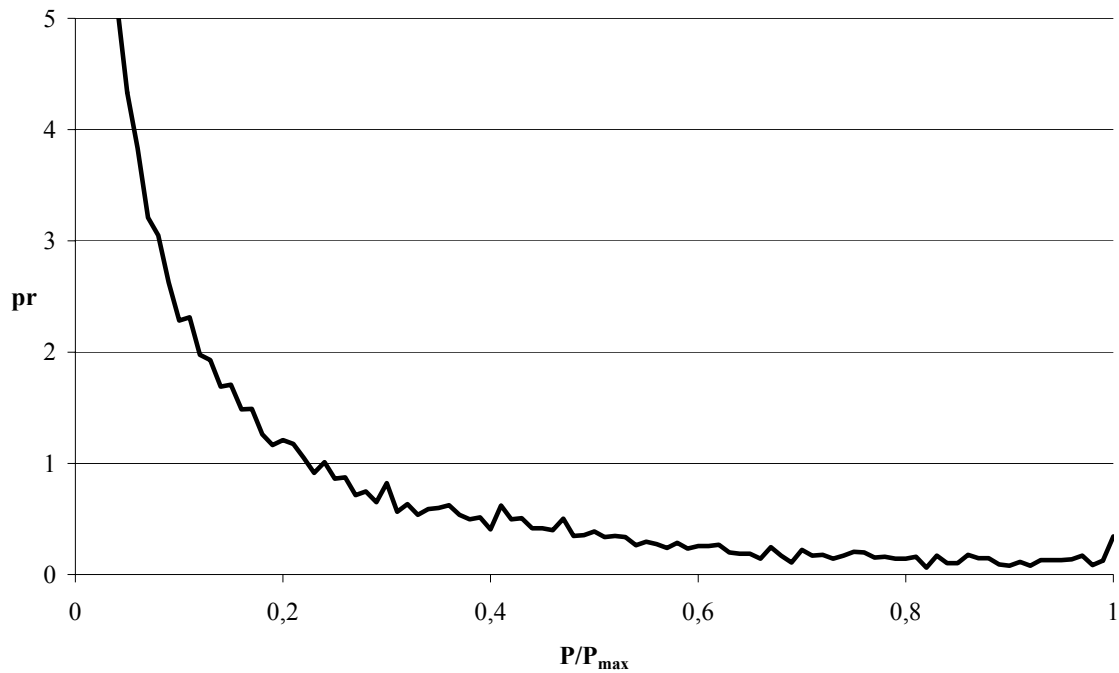


Bild 8.5: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Windeinspeisung bezogen auf die installierte WEA-Leistung für den Zeitbereich Sommer, Tag (6:00 - 18:00 Uhr)

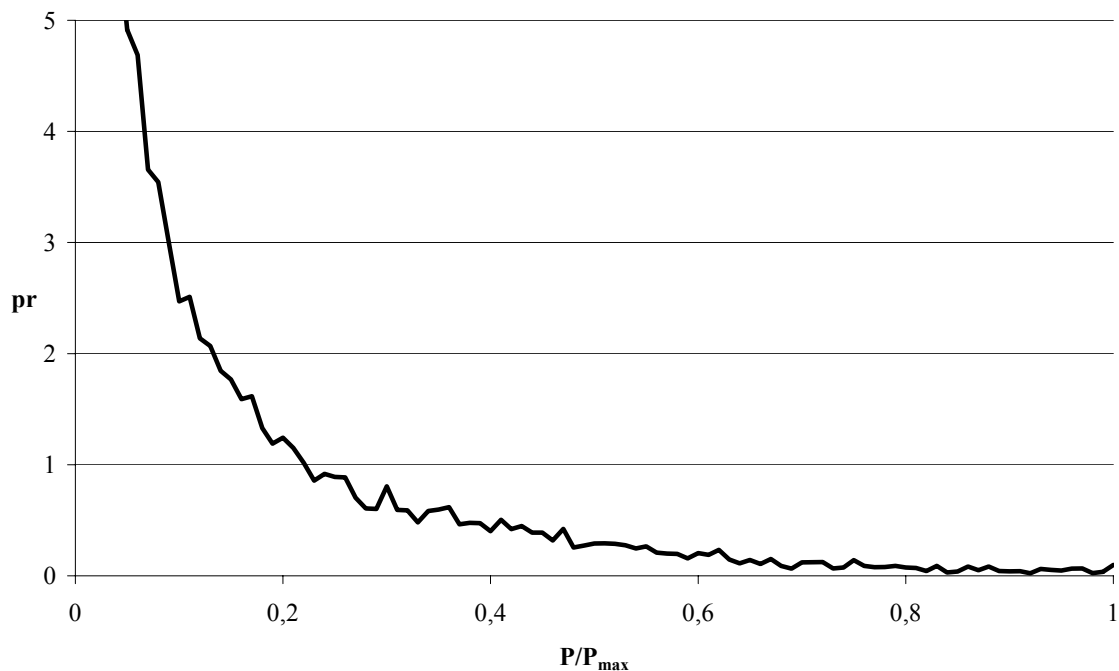


Bild 8.6: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Windeinspeisung bezogen auf die installierte WEA-Leistung für den Zeitbereich Sommer, Nacht (18:00 - 6:00 Uhr)



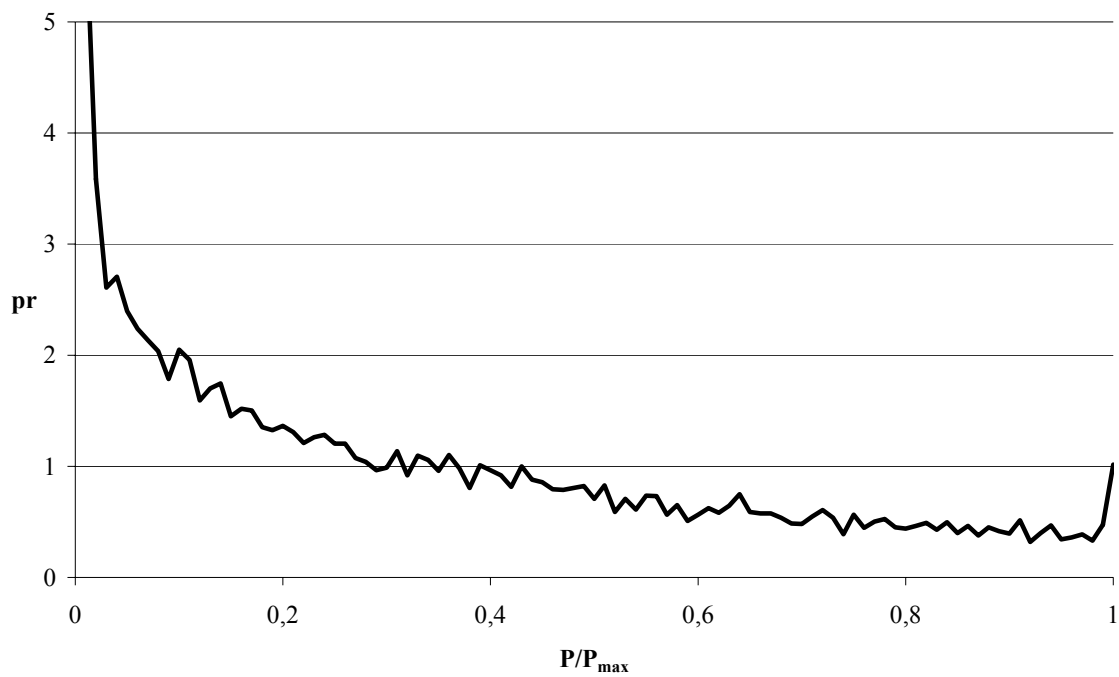


Bild 8.7: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Windeinspeisung bezogen auf die installierte WEA-Leistung für den Zeitbereich Winter, Tag (6:00 - 18:00 Uhr)

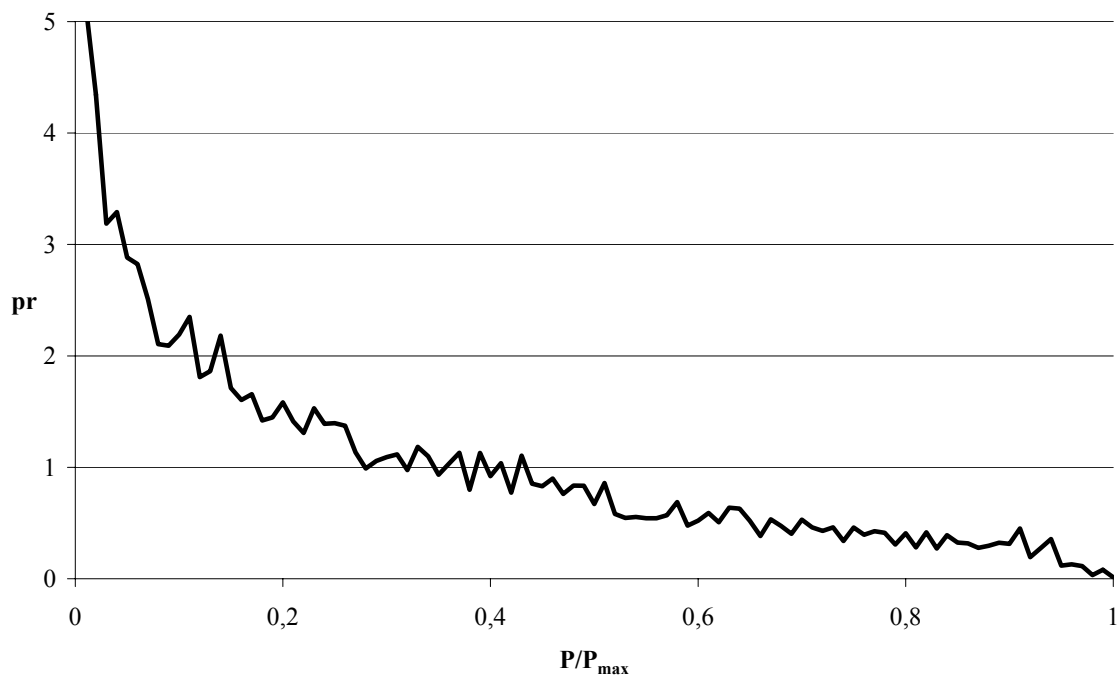


Bild 8.8: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Windeinspeisung bezogen auf die installierte WEA-Leistung für den Zeitbereich Winter, Nacht (18:00 - 6:00 Uhr)



## 9 Windenergieanlagen – Technik und Errichtungs-/Betriebskosten

Dieses Kapitel gibt einen grundsätzlichen Überblick über Entwicklungsstand und -tendenzen der WEA-Technik sowie der auf Betreiberseite anfallenden Kosten von WEA.

### 9.1 Technik der Windenergieanlagen

#### 9.1.1 Wirkungsweise, Generatorkonzepte und Regelung

##### Wirkungsweise von Windenergieanlagen

In einer Windenergieanlage (WEA) wird die durch die Rotoren aufgenommene Bewegungsenergie in einem Generator in elektrische Energie umgewandelt. Die Energieerzeugung einer modernen WEA ist neben der Rotorfläche durch die Windgeschwindigkeit und durch ihre Leistungsregelung bestimmt. Am Beispiel der Leistungskennlinie einer WEA vom Typ AN BONUS 2 MW/76, deren Verlauf qualitativ auch für andere WEA-Typen gilt und im Bild 9.1 wiedergegeben wird, sollen die Effekte bei ansteigender Windgeschwindigkeit betrachtet werden:

- Bei sehr kleinen Windgeschwindigkeiten unter 3 m/s bleibt die WEA abgeschaltet, da ihr Ertrag ohnehin sehr gering ist.
- Übersteigt die Windgeschwindigkeit diesen Schwellwert, schaltet sich die WEA zu. Die erzeugte Leistung steigt entsprechend den physikalischen Zusammenhängen mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit an.
- Bei einer von dem Hersteller vorgegebenen Windgeschwindigkeit beginnt die Leistungsregelung zu arbeiten und verringert den kubischen Anstieg der Leistung mit der Windgeschwindigkeit.
- Die WEA erreicht bei der Bemessungs-Windgeschwindigkeit ihre Bemessungsleistung, im Bild 9.1 bei rund 16 m/s (entsprechend Windstärke 7, "steifer Wind"). Die Leistung bleibt dann konstant bis zur Ausschalt-Windgeschwindigkeit, im Bild 9.1 bei 25 m/s. Die WEA schaltet dann ab, da die Leistungsregelung nicht weiter begrenzend eingreifen kann und mechanische Beschädigungen der Rotoren vermieden werden müssen.

Die WEA bleibt abgeschaltet, solange die Windgeschwindigkeit über der Wiedereinschalt-Windgeschwindigkeit bleibt. Dieser Wert liegt in der Regel in der Nähe der Bemessungs-

Windgeschwindigkeit. Das Einschaltverhalten der WEA bei dieser Windstärke wird in der Typzertifizierung überprüft.

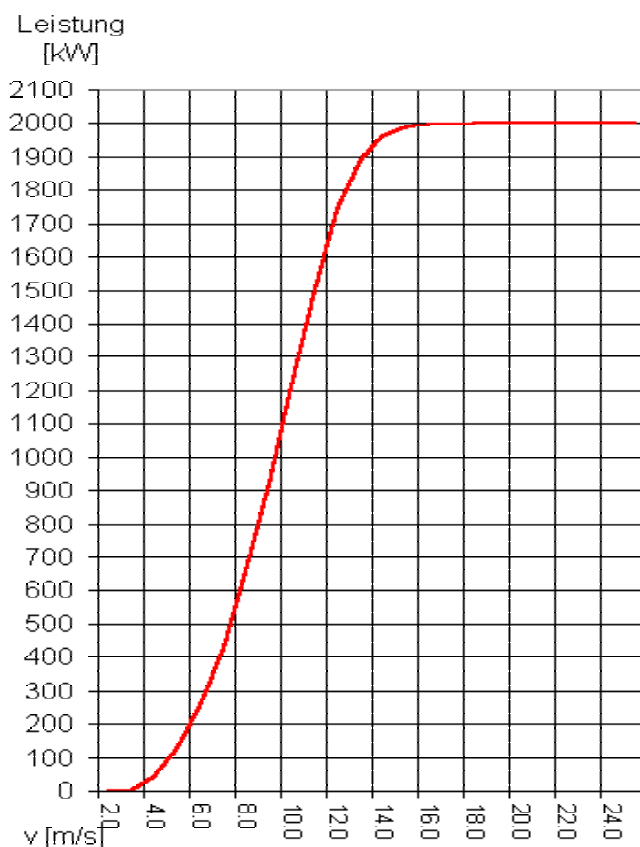


Bild 9.1: Typische Leistungskennlinie einer WEA am Beispiel des Typs AN BONUS 2 MW/76

Die Kennwerte der heute am häufigsten installierten WEA streuen bei den Einschaltgeschwindigkeiten nur gering, diese liegen zumeist bei 3 m/s bis 4 m/s (entspricht Windstärke zwei bis drei, „leichte Brise“ bis „schwache Brise“). Die Ausschaltgeschwindigkeiten hingegen reichen von 19 m/s (z.B. NEG Micon NM 72) bis 28 m/s (z.B. DeWind 60). Dies entspricht den Windstärken acht („stürmischer Wind“) bis zehn („schwerer Sturm“). Die maximale Leistungsabgabe, d. h. Bemessungsleistung, wird erreicht bei Windgeschwindigkeiten von 11,8 m/s (z.B. Enercon Wind 1.5 sl) bis 17 m/s (z.B. Vestas V 66), entsprechend den Windstärken sechs („starker Wind“) bis sieben („steifer Wind“).

## Generatorkonzepte

Vor allem wegen der mechanischen Belastungsgrenzen der Rotorblätter weist die Antriebswelle einer WEA eine vergleichsweise geringe Drehzahl bei hohen Drehmomenten auf. Um einen direkt am Netz

angeschlossenen Generator antreiben zu können, müsste dieser eine hohe Polpaarzahl aufweisen (entsprechend dem Quotienten aus der Netzfrequenz, d. h. 3000 U/min, und der Drehzahl des Rotors, d. h. kleiner gleich etwa 30 U/min) und ein hohes Drehmoment aufnehmen können. Beide Forderungen bedingen eine große und entsprechend schwere Ausführung des Generators. Dies wird wegen des Einbaus in der Gondel und wegen der erhöhten Kosten eines solchen Generators nicht angestrebt.

Deshalb werden die meisten WEA-Generatoren über ein mechanisches Getriebe angetrieben, welches die Drehzahl typischerweise in einem festen Verhältnis von ungefähr 1:50 umsetzt bei entsprechend verringertem generatorseitigen Drehmoment. Bei der Mehrzahl der auf dem Markt befindlichen WEA-Typen erfolgt die Umwandlung der so transformierten mechanischen Leistung in elektrische Leistung mittels eines Asynchrongenerators und direkter Netzkopplung. Beim Asynchrongenerator unterscheidet sich die Drehzahl des Läufers von der durch die Netzfrequenz und die Polpaarzahl vorgegebenen Drehzahl des Ständerfeldes. Über die Differenzdrehzahl (=Schlupf) kann elektrische Energie ins Netz gespeist werden. Allerdings ist der Bereich des zulässigen Schlupfes sehr begrenzt, der maximale Schlupf beträgt ca. 1 %. Deshalb ist die Drehzahl beim klassischen einfachgespeisten Asynchrongenerator praktisch konstant zu halten. Um die Vorzüge variabler Drehzahlen bis etwa 60 % über der Synchrondrehzahl nutzen zu können, werden heute häufig doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren mit Pulsweitenmodulation verwendet.

Der Vorzug variabler Drehzahlen wird beim Verhalten der WEA gegenüber Windböen deutlich: während bei drehzahlkonstanten Generatoren die aus der Böe aufgenommene Energie ohne sofort wirksame Regelvorrichtungen (siehe nachfolgenden Punkt „Wirkleistungsregelung“) zu einem Anstieg der abgegebenen elektrischen Leistung führt, der unter Umständen auch zur Überschreitung der Bemessungsleistung führt, kann hier die aus der Böe aufgenommene Energie vorübergehend als zusätzliche Rotationsenergie in Form einer erhöhten Drehzahl mechanisch gespeichert werden. Die variable Drehzahl erlaubt umgekehrt auch bei plötzlicher Verringerung der Windgeschwindigkeit eine Entnahme von Rotationsenergie. Somit führen variable Drehzahlen neben einer geringeren Belastung des Getriebes durch Drehmomentstöße vor allem zu einer gewünschten Glättung der Leistungsabgabe.

Erfolgt eine Netzkopplung über Wechselrichter, so kann die Energiewandlung auch in einem Synchrongenerator geschehen. Bei diesem Konzept kann die WEA unabhängig vom verwendeten Generatortyp mit variablen Drehzahlen betrieben werden, da der erzeugte elektrische Strom über einen elektronischen Wechselrichter zunächst in Gleichstrom und dann in Drehstrom mit vorgegebener Netzfrequenz (50 Hz) umgewandelt wird. Die Zulässigkeit veränderlicher Drehzahlen erlaubt auch hier wie bei doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren die Beschleunigung oder das Abbremsen des Rotors durch Windböen und somit eine vorübergehende Speicherung oder Entnahme von Rotationsenergie.

Die Netzanbindung über Wechselrichter ermöglicht zudem, ähnlich wie bei der direkten Netzkopplung über einen doppeltgespeisten Asynchrongenerator, die direkte Regelung der abgegebenen Blindleistung.

## Wirkleistungsregelung

Aus wirtschaftlichen Überlegungen ist es nicht sinnvoll, eine WEA entsprechend den selten auftretenden, sehr hohen Windgeschwindigkeiten auszulegen. Stattdessen arbeitet man mit einer Leistungsregelung, um – wie oben ausgeführt – bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Bemessungswindgeschwindigkeit (entsprechend der Bemessungsleistung) die erzeugte elektrische Leistung herabzuregeln. Es können zwei prinzipiell verschiedene Methoden der Leistungsregelung unterschieden werden:

- Bei der Blattwinkelregelung (Pitchregelung) werden die Rotorblätter mit steigenden Windgeschwindigkeiten aus dem Wind gedreht, um eine Leistungsabgabe oberhalb der Bemessungsleistung zu verhindern. Abhängig von der gemessenen elektrischen Leistung erfolgt eine Drehung der Rotorblätter um ihre Längsachse, die bewirkt, dass der Anteil der aufgenommenen Windenergie verringert wird. Steigt die Windgeschwindigkeit bei maximaler Drehung der Rotorblätter weiter an, muss die WEA festgebremst und vom Netz genommen werden.
- Bei der Leistungsregelung durch Strömungsabriss (Stallregelung) sind die Rotorblätter im Gegensatz zu Anlagen mit Pitchregelung klassischerweise in einem festen Winkel an der Nabe befestigt. Die Rotorblattprofile weisen bei dieser Form der Leistungsregelung eine Geometrie auf, die bei hohen Windgeschwindigkeiten zu zunehmenden Turbulenzen auf der windabgewandten Seite der Rotorblätter führen. Dieser sogenannte Strömungsabriss (englisch: stall) hat zur Folge, dass die den Rotor antreibende Auftriebskraft verringert wird. Die Rotorblätter einer stallgeregelten WEA sind in ihrer Längsachse leicht verwunden, wodurch eine allmählich einsetzende Wirkung des Strömungsabrisses erreicht wird. Bei der aktiven Stallregelung erfolgt zusätzlich ähnlich der Pitchregelung abhängig von der Windgeschwindigkeit eine Drehung der Rotorblätter um ihre Längsachse. Allerdings erfolgt hier die Drehung in umgekehrter Richtung, d. h. bei großen Windstärken werden die Rotorblätter in den Wind gedreht um den Effekt des Strömungsabrisses zu verstärken.

Im Gegensatz zur passiven Stallregelung erlauben sowohl die aktive Stallregelung als auch die Pitchregelung eine wesentlich exaktere Leistungsregelung. Dies ermöglicht es, die abgegebene Leistung in einem weiten Bereich der Windstärken recht konstant auf dem Niveau der Bemessungsleistung zu halten und verhindert auch bei Böen ein Ansteigen der abgegebenen Leistung über den genannten Wert hinaus. Dem stehen allerdings höhere Kosten gegenüber, so dass es eine Frage der Wirtschaft-

lichkeit ist, welcher Mechanismus zur Leistungsregelung eingesetzt wird. Auch netztechnische Auswirkungen können bei der Auswahl eine Rolle spielen.

Tabelle 9.1 gibt eine Übersicht über die Generator- und Regelkonzepte derzeit angebotener WEA-Typen einiger marktführender Hersteller.

Hersteller	Typ	Leistung	Generatorkonzept	Regelkonzept
AN Bonus	AN44-3	600 kW	Asynchrongenerator mit praktisch konstanter Drehzahl	Stallregelung
	AN54	1.000 kW		CombiStall® - System: aktive Stallregelung mit Rotorblattverstellung
	AN62	1.300 kW		
	AN76	2.000 kW		
	AN82	2.300 kW		
Enercon	E-40	600 kW	direktgetriebener Synchron-Ringgenerator mit variabler Frequenz und Einspeisung über Wechselrichter	Pitchregelung
	E-58	1.000 kW		
	E-66	1.800 kW		
	E-66	2.000 kW		
GE Wind Energy	900s	900 kW	doppeltgespeister Asynchrongenerator mit variabler Drehzahl	Pitchregelung
	1.5S/SL	1.500 kW		
NEG Micon	NM48	750 kW	Asynchrongenerator mit praktisch konstanter Drehzahl, jedoch polumschaltbar 8/6- bzw. 6/4-polig	Stallregelung
	NM52	900 kW		
	NM60	1.000 kW		
	NM64C	1.500 kW		
	NM82	1.500 kW	doppeltgespeister Asynchrongenerator mit variabler Drehzahl	Active-Stall® - Regelung mit Rotorblattverstellung
	NM72C	1.500 kW		
	NM72	2.000 kW		
NM80	2.500 kW	doppeltgespeister Asynchrongenerator mit variabler Drehzahl	Pitchregelung	
NM92	2.750 kW			
Nordex (bzw. Südwind)	N43	600 kW	Asynchrongenerator mit praktisch konstanter Drehzahl, jedoch polumschaltbar 6/4-polig	Stallregelung
	N50	800 kW		
	N60/62	1.300 kW		
	S70/77	1.500 kW	doppeltgespeister Asynchrongenerator mit variabler Drehzahl	Pitchregelung
	N80	2.500 kW		
N90	2.300 kW			
Vestas	V47	660 kW	OptiSlip®: doppeltgespeister Asynchrongenerator mit begrenzt variabler Drehzahl (10%)	OptiTip®: Pitchregelung
	V52	850 kW	OptiSpeed™: doppeltgespeister Asynchrongenerator mit variabler Drehzahl	
	V66	1.750 kW		
	V80	2.000 kW		

Tabelle 9.1 Generator- und Regelkonzepte wichtiger WEA-Typen einiger marktführender Hersteller

Innerhalb der betrachteten Herstellergruppe werden Asynchrongeneratoren mit praktisch konstanter Drehzahl, d. h. einem maximalen Schlupf von 1 %, nur von AN Bonus noch über den gesamten Leistungsbereich von 600 kW bis 2.300 kW angeboten. NEG Micon und Nordex statten lediglich noch die WEA-Typen mit „kleinerer“ Bemessungsleistung bis einschließlich 2.000 bzw. 1.300 kW mit solchen Generatoren konstanter Drehzahl aus. Die anderen betrachteten Hersteller bieten dieses Generatorkonzept nicht oder nicht mehr an.

Bei allen WEA-Typen mit konstanter Drehzahl findet die Stallregelung, d. h. die Leistungsregelung mittels Strömungsabriss, Anwendung. Nur mit diesem Regelverfahren kann ohne Blattwinkelverstellung und damit ohne Zeitverzögerung im Falle einer plötzlichen Böe eine Regelung der an den Generator (und nachfolgend an das Netz) weitergeleiteten Leistung erfolgen. Dies ist erforderlich, da eine „Zwischenspeicherung“ einer aus der Böe aufgenommenen Energie in Form von zusätzlicher Rotationsenergie, wie oben bereits erläutert, nicht möglich ist. Bei WEA mit konstanter Drehzahl und Leistungen von 1.500 kW und mehr findet bei allen genannten Anlagen eine aktive Stallregelung statt, die eine genauere Leistungsregelung erlaubt.

Doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren mit variabler Drehzahl finden bei allen gelisteten WEA-Typen der Anbieter GE Wind Energy und Vestas über den gesamten betrachteten Leistungsbereich sowie bei allen WEA-Typen von NEG Micon ab 2.500 kW und bei WEA-Typen ab 1.500 kW des Herstellers Nordex Anwendung. Wegen der variablen Drehzahl (bis zu 60 % über Synchrondrehzahl) der Generatoren kann hier das Prinzip der Pitchregelung überall Anwendung finden. Die hiermit erreichbare sehr präzise Leistungsregelung erfolgt wegen der mechanischen Rotorblattverstellung mit einem gewissen Zeitverzug, in der die Differenzleistung der Rotationsenergie zugeführt oder entnommen wird. Ferner erlauben die variablen Drehzahlen eine Optimierung des Wirkungsgrades und eine Reduktion der Schallemission abhängig von den Windverhältnissen. Gegenüber Anlagen mit konstanter Drehzahl ergeben sich bei diesem Konzept höhere Investitionskosten.

Anders als die schon genannten Hersteller verfolgt der Anbieter Enercon ein Konzept, bei dem die Leistungswandlung in Synchrongeneratoren erfolgt, die in ein Zwischennetz variabler Frequenz speisen. Nach Gleichrichtung wird der elektrische Strom auf die konstante Netzfrequenz wechselgerichtet. Da das Zwischennetz eine variable Frequenz erlaubt, muss der Synchrongenerator bei diesem Konzept – anders als es der Name impliziert – nicht mit einer durch eine vorgegebene Netzfrequenz synchronen Drehzahl betrieben werden. Er kann vielmehr mit variabler Drehzahl laufen, so dass diese WEA-Typen hinsichtlich der gleichmäßigen Leistungsabgabe, der Optimierung des Wirkungsgrades und der Schallemissionsreduktion die gleichen Vorzüge wie solche mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren aufweisen. Anfängliche Probleme mit Netzurückwirkungen (Oberschwingungen) durch den Wech-



selrichter sind heute weitgehend gelöst. Bei diesen WEA-Typen wird auf den Einsatz eines mechanischen Getriebes verzichtet.

## Blindleistungsregelung

Neben der Regelung der Wirkleistungsabgabe ist auch die Einhaltung der Vorgaben des Netzbetreibers hinsichtlich der Blindleistungsbilanz von Bedeutung für eine problemlose Integration von WEA in bestehende elektrische Netze. Die Mechanismen der Blindleistungsregelung sind vom eingesetzten Generatorkonzept bzw. des Verfahrens der Netzkopplung abhängig.

WEA, die über einen impulsdauermodulierten Wechselrichter an das Netz gekoppelt sind, können die abgegebene Blindleistung praktisch unabhängig von der Wirkleistungsabgabe regeln, d. h. den Leistungsfaktor  $\cos \varphi$  weitgehend frei einstellen. In der Praxis wird z. B. von E.ON Netz gefordert, dass bei Wirkleistungsabgabe der Windpark als Grundanforderung mit einem Leistungsfaktor von 0,975 (induktiv) bis 0,975 (kapazitiv) betrieben werden können muss [42]<sup>12</sup>. Der Wechselrichter kann an solche Forderungen durch geeignete Auslegung angepasst werden.

Auch für eine Netzkopplung über einen doppeltgespeisten Asynchrongenerator gilt, dass der  $\cos \varphi$  in einem begrenzten Bereich frei eingestellt werden kann, der durch die Auslegung der über die IGBTs eingespeisten Leistung bestimmt wird. Der Einsatz moderner IGBT-Technologie im in den Asynchrongenerator einspeisenden Umrichter erlaubt eine Pulsweitenmodulation, die eine unabhängige Regelung der Blindleistungsabgabe in das Netz ermöglicht.

Auf der Kostenseite ergibt sich beim Einsatz eines doppeltgespeisten Asynchrongenerators im Vergleich zum Enercon-Konzept zunächst ein Kostenvorteil, da im Vergleich zum Wechselrichtereinsatz nur ein Drittel der zur Verfügung zu stellenden Blindleistung über IGBTs zugeführt werden muss, so dass hier weniger Bauelemente bzw. Bauelemente mit geringerem Stromführungsvermögen eingesetzt werden können. Andererseits ist der Aufbau eines doppelt gespeisten Asynchrongenerators vergleichsweise komplex, zudem ist bei diesem Konzept ein Getriebe erforderlich, beides verursacht Mehrkosten. Basierend auf der Tatsache, dass beide Konzepte einen wesentlichen Weltmarktanteil erobern konnten (s. Bild 9.3), kann abgeleitet werden, dass ein eindeutiger Kostenvorteil weder zu Gunsten des einen noch des anderen Konzeptes besteht.

---

<sup>12</sup> Die Literaturverweise dieses Anhangkapitels beziehen sich auf die Literaturliste des Hauptteils (Kapitel 7)

Anders als bei diesen beiden Konzepten verfügen WEA mit konstanter Rotordrehzahl und Netzkopplung über einfache Asynchrongeneratoren nicht über die Fähigkeit zur variablen Blindleistungsabgabe. Hier erfolgt die Blindleistungsregelung über externe Kondensatoren, die nach Bedarf durch einen Regler zugeschaltet werden. Bei diesem hinsichtlich der Investitionskosten günstigeren Konzept ist zu beachten, dass es bei der Trennung der WEA vom Netz unter bestimmten Umständen zu einer Eigenerrregung des Generators durch die Kompensationskondensatoren kommen kann, welche durch eine geeignete Schaltung vermieden werden muss (siehe auch [43]). Bei der Zu- oder Abschaltung solcher Kompensationseinrichtungen ist nach [44] zu beachten, dass das Verteilernetz nicht unzulässig beeinflusst werden darf. Die Kompensationskondensatoren dürfen nicht ohne den Generator mit dem Netz verbunden sein. Wechselrichter dürfen nur zugeschaltet werden, wenn sie auf ihrer Wechselstromseite spannungslos sind [43].

### 9.1.2 Generatorleistungen, Zuverlässigkeit und Betriebserfahrungen

Mit den kontinuierlich steigenden Rotordurchmessern konnten auch die Generatorleistungen der angebotenen WEA-Typen in den vergangenen Jahren erheblich gesteigert werden. Wie Bild 9.2 verdeutlicht, weisen die größten heute in Serie produzierten WEA Generatorleistungen von rund 2.500 kW auf. Das Spektrum der derzeit angebotenen Leistungsgrößen beginnt bei Anlagen mit rund 300 kW. Tabelle 9.2 gibt die derzeit größten Generatorleistungen der von einigen führenden WEA-Herstellern als Serienprodukte angebotenen Anlagen wieder.

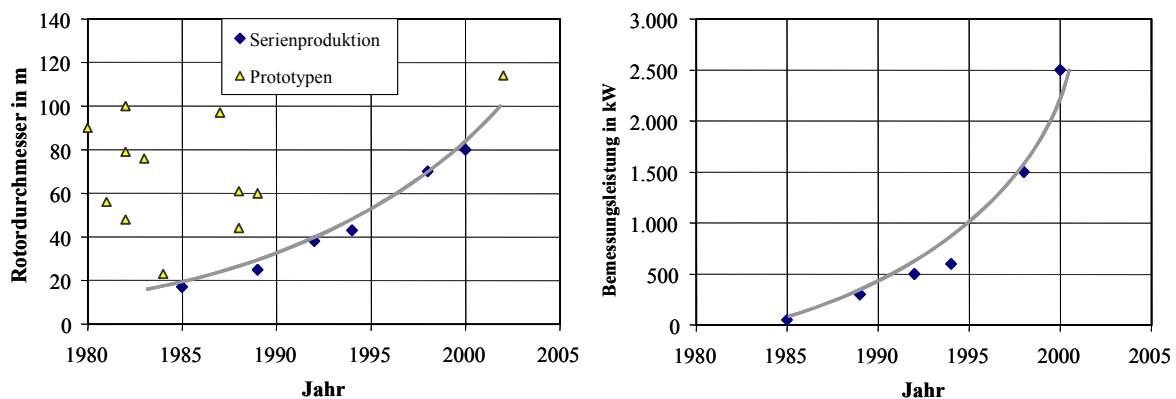


Bild 9.2: Entwicklung der Rotordurchmesser und Generatorleistungen [33]

Hersteller	Typ	Leistung
AN Bonus	AN82	2.300 kW
Enercon	E-66	2.000 kW
GE Wind Energy	1.5SL	1.500 kW
NEG Micon	NM92	2.750 kW
Nordex	N80	2.500 kW
Vestas	V80	2.000 kW

Tabelle 9.2: Größte derzeit in Serienproduktion angebotene Generatorleistungen einiger großer WEA-Hersteller

Anlagen mit 3.000 kW und höherer Leistung sind in der Entwicklungsphase bzw. bereits als Prototypen im Betrieb. Sie werden vor allem im Offshore-Bereich, zum Teil aber auch im Onshore-Bereich dort eingesetzt werden, wo ein wirtschaftlicher Betrieb bisher nicht möglich war. „Kleine“ WEA mit Generatorleistungen von einigen hundert kW finden dort Einsatz, wo entweder lokal das Netz zu schwach ist, um größere Leistungen bzw. Leistungsschwankungen aufzunehmen oder wo aufgrund der vorhandenen Infrastruktur (z. B. Anlieferung und Aufbau) bzw. Bauauflagen (maximale Turmhöhe) Einschränkungen vorgegeben sind.

Die vorliegenden Betriebserfahrungen mit WEA zeigen, dass insbesondere in den ersten Monaten nach Inbetriebnahme sowie beim Einsatz neuer Technologien mit überdurchschnittlichen Nichtverfügbarkeiten der Anlagen gerechnet werden muss. Auch wenn Prototypen neuer Anlagen vor Beginn der Serienproduktion zunächst einer ausgiebigen Testphase unterzogen werden, sind „Kinderkrankheiten“ nicht immer auszuschließen. So zeigten Anlagen mit Netzkopplung über Wechselrichter zunächst erhöhte Nichtverfügbarkeiten, die im wesentlichen durch die vergleichsweise geringe Verfügbarkeit des Wechselrichters bestimmt wurden. Auch neue Umgebungsbedingungen können die Verfügbarkeit reduzieren. So wurde bei einer 1992 im Erzgebirge auf 891 m Höhe über NN installierten WEA eine erhöhte Nichtverfügbarkeit aufgrund Vereisung in den Wintermonaten festgestellt [36]. Hier führte zunächst der vereisungsbedingte Stillstand des Gondelanemometers zum Stop der Anlage. Der danach einsetzende massive Eisansatz an den Rotorblättern blieb dann bis zum nächsten Tauwetter bestehen. Erst Verfahren, die durch direkte oder indirekte Beheizung die Sensoren eisfrei hielten, führten zum Überwinden dieser Anfangsschwierigkeiten. Heute werden teilweise auch Spezialbeschichtungen der Rotorblätter gegen eine mögliche Vereisung eingesetzt.

Verständlicherweise sind Betriebserfahrungen mit Anlagen neueren Typs aufgrund der Kürze der Betriebsdauer der Mehrzahl der Anlagen nur in sehr geringem Umfang vorhanden. Von Herstellerseite

wird auch für vergleichsweise neue Anlagen mit Rotordurchmessern über 60 m und bei Betrieb in Extremlagen noch mit hohen Verfügbarkeiten gerechnet. So geht Vestas beim Tauernwindpark, wo 11 WEA vom Typ V66 mit je 1.750 kW Bemessungsleistung auf 1.900 m Höhe über NN auf den Niederen Tauern installiert sind, von einer Verfügbarkeit von 98 % aus [37]. Tatsächlich zeigen die erfassten Daten für Jänner und Februar 2003, d. h. wenige Wochen bzw. Monate nach Inbetriebnahme der einzelnen WEA, eine durchschnittliche Verfügbarkeit von bereits 95,4 % bzw. 95,9 %, obgleich die im Dezember 2002 in Betrieb genommene WEA 7 mit einer noch geringen Verfügbarkeit von 90,6 % bzw. 81,9 % die Durchschnittswerte noch stark reduzierte. Die zehn anderen, schon im Oktober 2002 im Betrieb befindlichen WEA wiesen im Februar 2003 trotz der extremen Umgebungsbedingungen bereits eine durchschnittliche Verfügbarkeit von über 97 % auf.

### 9.1.3 Marktanteile, Entwicklungstendenzen und internationaler Vergleich

Der weltweite WEA-Markt wird durch eine überschaubare Anzahl von Herstellern bestimmt. Bild 9.3 zeigt, dass im Jahr 2001 mehr als 50 % der weltweit neu installierten WEA-Leistung auf Anlagen aus dem Hause der drei größten Hersteller Vestas, Enercon und NEG Micon basierte. Die zehn größten Hersteller wiesen einen Marktanteil von nahezu 94 % auf. Bild 9.4 belegt, dass auch die Aufstellungsorte der neu installierten WEA eine starke Konzentration aufweisen: In nur drei Ländern (Deutschland, USA und Spanien) wurden zusammen fast 78 % der in 2001 neu installierten Leistung aufgestellt, davon wiederum knapp die Hälfte in Deutschland. Betrachtet man den derzeit größten WEA-Markt Deutschland genauer, so lässt sich erkennen, dass es regional durchaus bedeutsame Unterschiede bei den Marktanteilen gibt. Bild 9.5 gibt die Marktanteile der in 2002 in Deutschland installierten WEA-Leistung (3.247 MW) wieder. Hier hat der Hersteller Enercon eine dominante Rolle und lieferte mehr als 1/3 der neu installierten WEA-Leistung. Gemeinsam mit Vestas beträgt hier bereits der Marktanteil der beiden größten Hersteller mehr als 50 %. Anlagen des spanischen Herstellers Gamesa, weltweit in 2001 an fünfter Position, spielten hier hingegen keine Rolle.

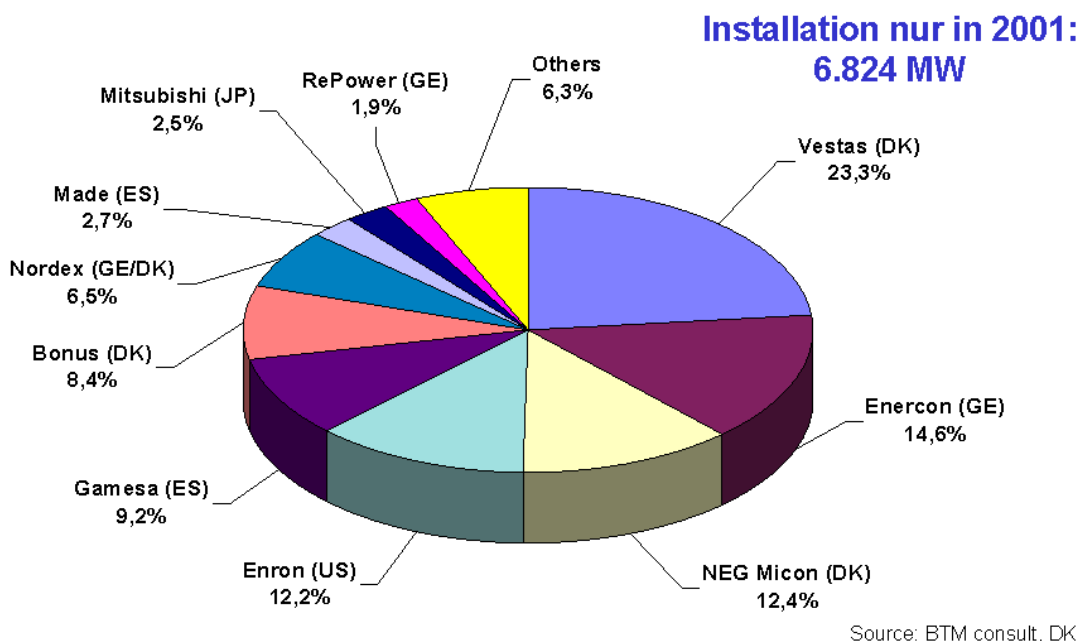


Bild 9.3: Marktanteile der 10 größten WEA-Hersteller am Weltmarkt 2001 bezogen auf die installierten Leistungen

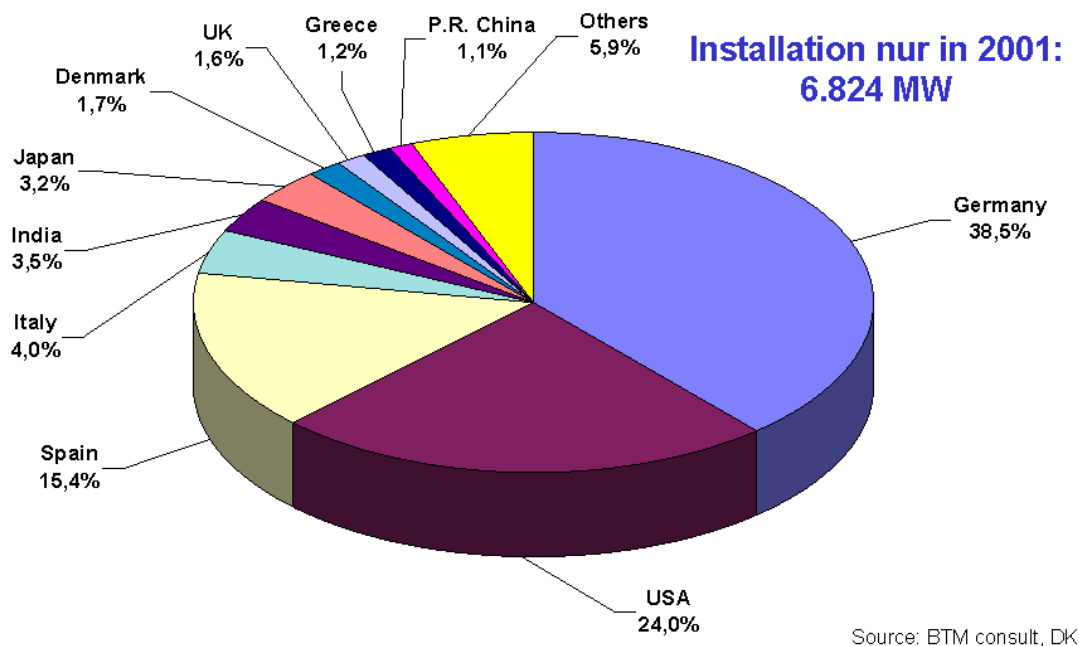


Bild 9.4: Anteile der 10 führenden Windenergieländer an den WEA-Aufstellungsorten 2001 bezogen auf die installierten Leistungen

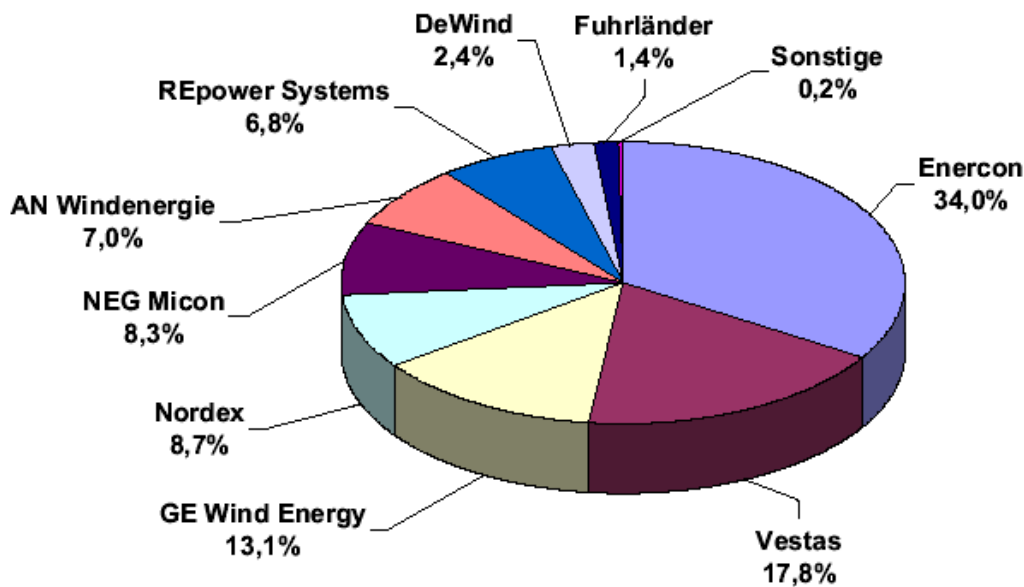


Bild 9.5: Marktanteile der 10 größten WEA-Hersteller am deutschen Markt 2002 bezogen auf die installierten Leistungen [33]

In Österreich ist die kumulierte installierte WEA-Leistung im Vergleich zum betrachteten deutschen Markt noch sehr gering. Von 1994 bis 2002 wurden in Österreich 139,3 MW WEA-Leistung installiert. Da innerhalb eines Windparks häufig Anlagen eines gleichen Typs eingesetzt werden und in Österreich derzeit noch einige wenige große Windparks die Statistik bestimmen, zeigt die Verteilung der Marktanteile in Bild 9.6 im Vergleich zum deutschen Markt (Bild 9.5) eine noch stärkere Konzentration auf einige wenige Anbieter. So wurde z. B. in den im Jahre 2002 realisierten Windparks mit insgesamt 44,8 MW [45] rund ein Drittel der dargestellten kumulierten Leistung in Betrieb genommen, wovon wiederum knapp die Hälfte (19,25 MW) allein im Tauernwindpark [37] installiert ist, in dem nur Anlagen vom Typ Vestas V66 eingesetzt sind. So ist es denn auch wenig verwunderlich, dass im Jahr 2002 die Hersteller Vestas (53,1%) und Enercon (46,9%) sich den gesamten österreichischen Markt teilten. Mit einer zukünftig deutlich ansteigenden Anzahl von größeren Windparks in Österreich werden sich auch hier die Marktanteile voraussichtlich noch etwas diversifizieren.

Will man die Entwicklung der Marktanteile für Rotordurchmesser der jeweils neu installierten WEA betrachten, so eignet sich hierfür der österreichische Markt wegen der geringen Zahl der installierten Anlagen weniger gut. Deshalb soll dies an Hand des deutschen Marktes geschehen, wofür die Daten für die vergangenen 15 Jahre verfügbar sind und in Bild 9.7 wiedergegeben werden. Es ist zu erwarten, dass diese Kennzahlen auch für andere große Märkte repräsentativ sind.

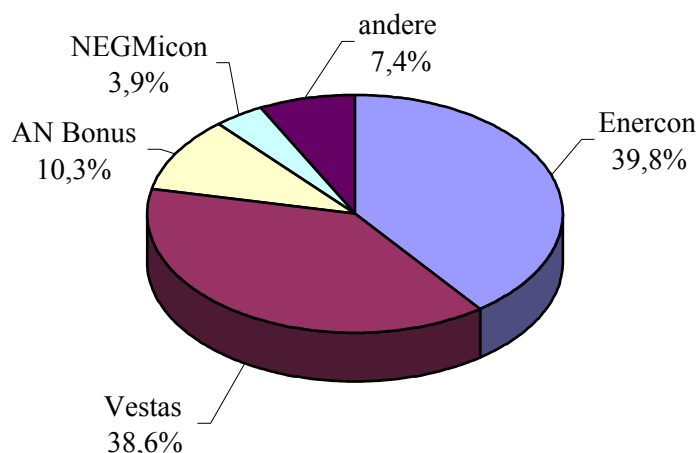


Bild 9.6 Marktanteile installierter Windkraftleistung in Österreich 1994-2002 (kumulierte installierte Leistung: 139,3 MW) [45]

Bild 9.7 lässt erkennen, dass nach Start der Serienproduktion größerer Anlagentypen diese stets rasch den Löwenanteil an der jährlich neu installierten Leistung einnahmen. Derzeit stellen Anlagen mit Rotordurchmessern über 60 m bis 90 m rund 80 % der neu installierten Leistung in Deutschland. Der Verlauf der dargestellten Kurven in der Vergangenheit lässt ferner vermuten, dass diese Größenklasse mit Leistungen von rund 1500 bis 2500 kW auch in den kommenden drei Jahren, in denen voraussichtlich ein Großteil des in Österreich geplanten WEA-Ausbaus erfolgen wird, den Markt dominieren wird.

Trotz der Dominanz der großen Anlagen mit Generatorbemessungsleistungen um 2.000 kW bei den jährlich neu installierten Leistungen ist die durchschnittliche Leistungsgröße (noch) geringer. So waren in Österreich Ende 2002 164 WEA mit einer durchschnittlichen installierten elektrischen Leistung von „nur“ 850 kW in Betrieb. Dies liegt daran, dass die Anlagen kleinerer Leistung zwar bezogen auf die neu installierten Leistungen nur eine untergeordnete Rolle spielen, bezogen auf die Anzahl der insgesamt installierten Anlagen aber einen wesentlichen Anteil haben.

Auch zukünftig werden die Rotordurchmesser und damit die Generatorleistungen der angebotenen WEA weiter wachsen. Als Beispiele für derzeit in Entwicklung und Erprobung befindliche WEA-Größen seien hier die Typen 3.2s und 3.6 von GE Wind Energy [34] mit 3.200 kW bzw. 3.600 kW Bemessungsleistung und E-112 von Enercon mit 4.500 kW Bemessungsleistung genannt. Eine WEA letzteren Typs wurde in 2002 in Sachsen-Anhalt als Prototyp in Betrieb genommen [35].

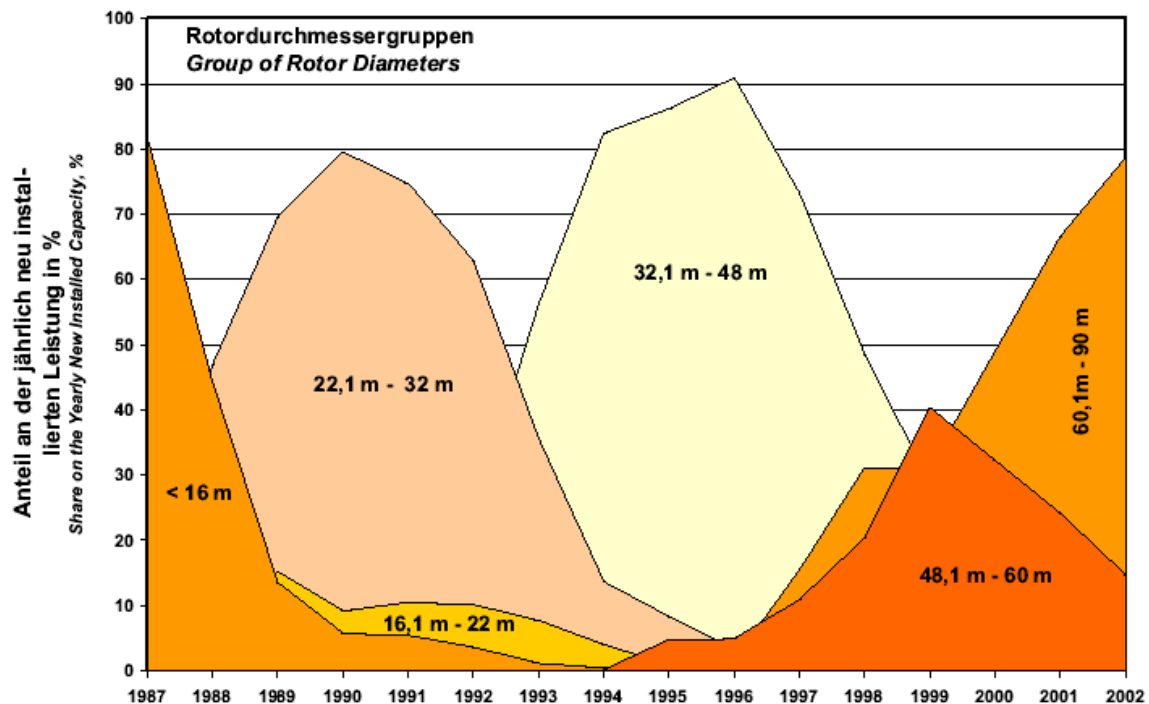


Bild 9.7: Marktanteile von WEA getrennt nach Rotordurchmessergruppen am deutschen Markt 1987-2002 bezogen auf die installierten Leistungen [33]

Neben der Weiterentwicklung hin zu größeren Leistungen werden zukünftig Fragen der Integrationsfähigkeit in Netze mit lokal hohen Anteilen an Einspeisungen durch WEA oder andere dezentrale Einheiten an Bedeutung gewinnen. Dementsprechend zeigen sich Trends zur Entwicklung von Anlagen, die Beiträge zur Kurzschlussleistung liefern und mittels ausgedehnterer Leistungsregelung höhere Ausschaltwindgeschwindigkeiten und damit seltenere Ausschaltungen aus Volllastbetrieb aufweisen, sowie eine zunehmende Bedeutung von Systemdienstleistungen (Spannungsregelung), die von WEA erbracht werden.

## 9.2 Netzanschluss

In diesem Abschnitt werden technisch-wirtschaftliche Aspekte im Zusammenhang mit dem Netzanschluss von WEA bzw. Windparks erörtert. Neben den Auswahlkriterien für die Netzspannungsebene werden die Netzzrückwirkungen durch WEA und die daraus abgeleiteten Anschlussbedingungen erläutert. Den Abschluss bilden Ausführungen zu den Schutzkonzepten. Im Vordergrund stehen dabei grundsätzliche Erwägungen, die fallspezifische Analysen bei konkreten Anschlussanfragen selbstverständlich nicht ersetzen können. Planungen konkreter WEA-Anschlüsse können hinsichtlich ihrer technischen Ausführung von den nachfolgend diskutierten Fällen u. U. erheblich abweichen. Aufgrund



der Tatsache, dass in Österreich die Dynamik des WEA-Ausbaus erst seit relativ kurzer Zeit eingesetzt hat, greifen wir bei unseren Ausführungen teilweise auf bereits umfangreicher vorliegende Erfahrungen aus Deutschland zurück.

### 9.2.1 Windparkleistungen und optimierte Netzspannungsebene

Die für die Windenergieerzeugung optimalen Spannungsebenen waren bereits in den Anfängen der Windkraft Gegenstand eingehender Untersuchungen. Maßgebender Parameter waren hierbei die in Windparks auftretenden Verluste auf den Verbindungsleitungen zwischen den einzelnen Turbinen, die bereits bei den in diesen Jahren üblichen Einheitsleistungen von 200 kW als wirtschaftliches Optimum ergaben, das Windparknetz als Mittelspannungsnetz auszuführen. Diese Technik wird heute noch für die z. Zt. größten kommerziell eingesetzten Einheitsleistungen um 2 MW unverändert verwendet.

Die Erzeugung der elektrischen Energie erfolgt in der Gondel des Windgenerators durch Generatoren mit vergleichsweise geringen Spannungen zwischen 400 V und 1000 V abhängig vom verwendeten Generatortyp. Die Ableitung der Energie aus der Kuppel zum Fuß der WEA erfolgt i. a. mit diesen niedrigen Spannungen. Am Fuß der WEA befindet sich dann ein üblicher Netztransformator, der die Spannung auf die Mittelspannungsebene hochtransformiert.

Für den Anschluss des Windparks an das Netz der öffentlichen Energieversorgung geben die im Folgenden genannten Kriterien Anhaltswerte. Dabei stellen die angegebenen Windparkleistungen grobe Richtwerte dar, die im Einzelfall anhand der konkreten Netzsituation und auf Grundlage der Bestimmungen der TOR zu überprüfen sind.

- A. Geringe Windparkleistung, typischerweise kleiner 6 MVA

Der wirtschaftlich günstigste Anschluss ist der an eine bereits vorhandene Mittelspannungs-Versorgungsleitung. Die Planung des Windparks ist dann so vorzunehmen, dass sich eine geringe Entfernung zu der vorhandenen Leitung ergibt. Die mögliche Anschlussleistung hängt von der Übertragungsfähigkeit der Leitung ab, die insbesondere in ländlichen Gebieten begrenzt ist.

Üblicherweise liegt die maximal anschließbare Leistung unter 6 MVA bei 20 kV und unter 3 MVA bei 10-kV-Leitungen.

- B. Mittlere Windparkleistung bis ca. 30 MVA

Der wirtschaftlich günstigste Anschluss ist der an die Sammelschiene einer vorhandenen Umspannanlage von 110 kV auf Mittelspannung mit Nutzung des für die öffentliche Versorgung vorhandenen Umspanners. Die anschließbare Leistung ist begrenzt durch die Bemessungsleistung des

vorhandenen Transformators und liegt in ländlichen Gebieten bei maximal 31,5 MVA, üblicherweise darunter.

Als Richtwert kann angenommen werden, dass Windparkleistungen (bzw. kumulierte Leistungen räumlich benachbarter Einzelanlagen) von maximal 30 MVA an eine Sammelschiene angeschlossen werden können.

- C. Große Windparkleistungen über ca. 30 MVA

Der Anschluss erfolgt direkt an das 110-kV-Hochspannungsnetz oder das 380- bzw. 220-kV-Höchstspannungsnetz über einen zum Windpark gehörenden Umspanner. Als Mittelspannungsebene wird vom Betreiber des Windparks in der Regel 20 kV ausgewählt, um die Übertragungsverluste auf der Mittelspannungsseite möglichst gering zu halten.

Als grober Richtwert kann angenommen werden, dass die maximal anschließbare Windparkleistung entsprechend der thermischen Grenzleistungen der Hochspannungsleitungen bei etwa 100 MVA<sup>13</sup> für das 110-kV-Netz sowie bei etwa 400 MVA (220 kV) bzw. 1200 MVA (380 kV) für das Höchstspannungsnetz liegt.

In Anbetracht des zu erwartenden Ausbaus von etwa 700 bis 1700 MW Windparkleistung in Österreich erfordert Variante A das Vorhandensein von über 200 Windparkstandorten, die im Windangebot, der Landschaftseignung und ihrer Lage zu den Versorgungsleitungen geeignet sein müssen. Erfahrungsgemäß werden die für die Errichtungsgenehmigung dieser Parks benötigten Verhandlungen mit den Behörden so viel Zeit in Anspruch nehmen, dass das Ziel nicht im vorgegebenen Zeitrahmen erreicht würde, selbst wenn diese Anzahl von Standorten vorhanden wäre. Variante A scheidet damit als Anschlussmöglichkeit für die erforderlichen Windparkleistungen aus, wird aber in Einzelfällen aufgrund ihrer wirtschaftlichen Vorteile von privaten Betreibern weiterhin angewendet werden.

Variante B und Variante C unterscheiden sich lediglich in der Anpassung der Umspanner an die Windparkleistung und in den Eigentumsverhältnissen in den Anlagen. Soweit technisch machbar wird man Variante B wählen, um die Investitionskosten für die Transformatoren und Schaltgeräte einzusparen.

---

<sup>13</sup> Dieser Richtwert bezieht sich auf die Leistung eines einzelnen Windparks, wobei zu berücksichtigen ist, dass das Hochspannungsnetz ggf. mehrere Windparks aufnehmen muss und zusätzlich der Versorgung der übrigen Netzbenutzer dient.

Allerdings schränkt Variante B die anschließbaren Windparkleistungen unter Umständen unzulässig ein. Bei den für Österreich ins Auge gefassten Windparkleistungen ist in der Mehrzahl der Fälle vom Anschluss an das 110-kV-Netz – oder, wie teilweise im Bereich der Parndorfer Platte geplant, über 30-kV-Kabel als mitunter leichter realisierbare Zwischenspannungsebene – auszugehen.

### **9.2.2 Netzurückwirkungen und Anschlussbedingungen**

Die möglichen Netzurückwirkungen von WEA wurden bereits frühzeitig, z. B. schon vor mehr als zehn Jahren bei den Netzbetreibern im Norden Deutschlands, erkannt und führten zu einem groß angelegten Messprojekt durch die FGH, welches in Veröffentlichungen [46] und nationalen und internationalen Tagungen [47, 48] vorgestellt und diskutiert wurde. Aus den dabei entstandenen Mess- und Beurteilungskriterien entstanden in Zusammenarbeit mit der damaligen Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) und der Fördergesellschaft Windenergie (FGW) die weltweit erste Prüfvorschrift zur Beurteilung von Netzurückwirkungen von WEA, die dann weitgehend unverändert in die IEC 61400-21:2001 [49] und in die identische Europeanorm EN 61400-21:2002 [50] übernommen wurden. Es kann davon ausgegangen werden, dass alle auf dem europäischen Markt vertriebenen WEA nach dieser Messvorschrift überprüft worden sind oder überprüft werden.

Gleichzeitig sind durch die bzw. unter Beteiligung der Netzbetreiber mit merklichen Anteilen an Windenergie Richtlinien für die Beurteilung der Netzurückwirkungen durch WEA erarbeitet worden, wie sie für Österreich z. B. in den Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen (TOR) zu finden sind [44].

Die Empfehlungen der Netzbetreiber wurden von allen Beteiligten weitgehend akzeptiert, und die Hersteller haben die Technik der WEA so entwickelt, dass sie diesen Empfehlungen für die in Frage kommenden Netzanschlusspunkte entsprechen. Netzurückwirkungen sind damit heute mit wenigen Ausnahmen kein entscheidendes Kriterium für den Anschluss von WEA an das Netz.

Allerdings behandeln die Richtlinien bisher lediglich die Beurteilung der Netzurückwirkungen von WEA beim Anschluss an das Mittelspannungsnetz. In den folgenden Abschnitten wird daher zu den einzelnen Merkmalen der Netzurückwirkungen und deren Bedeutung auch für das Hochspannungsnetz Stellung bezogen, wobei die Bewertungskriterien gem. TOR für das Mittelspannungsnetz [44] als Beurteilungskriterium zugrunde gelegt werden.

## Spannungsanhebung

Unter Spannungsanhebung wird die Veränderung der vereinbarten Versorgungsspannung durch den Betrieb der Windenergieanlage verstanden. Sie ist abhängig von der Einspeiseleistung der WEA und dem Leistungsfaktor  $\cos \varphi$ .

Die TOR [44] legen hier für das Mittelspannungsnetz einen zulässigen Wert von 2 % der Versorgungsspannung fest. Er entspricht dem auch in Deutschland angesetzten Wert und hat sich als geeignet erwiesen.

Für das Hoch- und Höchstspannungsnetz ist die explizite Festlegung einer zulässigen Spannungsanhebung durch WEA i. a. nicht erforderlich. Hier kann auf die festgelegte obere Grenze der Spannung für Betriebsmittel  $U_m$  zurückgegriffen werden, die im 110-kV-Netz typischerweise 123 kV und im 380-kV-Netz 420 kV beträgt. Im 110-kV-Netz haben alle Transformatoren zum 380-kV-Netz eine Spannungsregelung durch Stufenschalter, so dass die Spannung vom Netzbetreiber stets unterhalb von  $U_m$  eingestellt werden kann. Im 380-kV-Netz bestimmt der geforderte Lastfluss die Höhe der erforderlichen Netzspannung, die gegebenenfalls durch Bereitstellung von Blindleistung durch die WEA einzustellen ist.

## Schaltbedingte Spannungsänderung

Schaltbedingte Spannungsänderungen entstehen beim Zuschalten von WE-Einzelanlagen an das Netz. Sie werden in der Typprüfung der WEA überprüft und können für jeden Netzknoten berechnet werden.

Die TOR [44] legen hier für das Mittelspannungsnetz eine zulässige Spannungsänderung von 3 % der Versorgungsspannung fest. In Deutschland ist er mit 2 % etwas niedriger, und der Wert der TOR kann als vorteilhaft für die WEA angesehen werden.

Die schaltbedingte Spannungsänderung ist höchstens gleich dem Verhältnis der beim Zuschalten der WEA verbrauchten Scheinleistung zur Kurzschlussleistung des Netzes am Anschlusspunkt. Selbst bei Annahme eines sehr ungünstigen Einschaltverhaltens der WEA mit der 8-fachen Einschaltleistung, muss eine WE-Einzelanlage eine Nennleistung von wenigstens 4 MW haben, um bei einem Anschluss ans Hochspannungsnetz Spannungsänderungen in dieser Höhe zu erzeugen. Bei großen WEA kann ein solch grobes Einschaltverhalten schon aus mechanischen Gründen nicht toleriert werden; die besitzen daher Vorkehrungen zur Begrenzung des Einschaltstroms. Als Folge haben schaltbedingte Spannungsänderungen beim Anschluss einer einzelnen Anlage an das Hochspannungsnetz keine Bedeutung.

Auf der anderen Seite sind am Hochspannungsnetz viele Anlagen angeschlossen, die bei aufkommendem Wind in kurzen Abständen zuschalten. Durch die Vielzahl von Zuschaltungen innerhalb kurzer Zeit können Verbraucherstörungen durch Flicker auftreten, die über mehrere Minuten andauert. Es könnte daher zielführend sein, den in den TOR [44] empfohlenen zulässigen Wert für den Anschluss an das Hochspannungsnetz auf Werte von 0,5 % bis 1 % der Netzspannung zu reduzieren. Da die Kurzschlussleistungen in den Hochspannungsnetzen wenigstens um den Faktor 5 größer sind als im Mittelspannungsnetz, hätte eine solche Reduktion des zulässigen Werts bei gleichbleibenden Verhalten der WEA keine praktische Auswirkung.

## Flicker

Flicker entsteht z. B. bei der Einspeisung durch direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren durch das Vorbeidrehen der Rotorblätter am Turm der WEA und die damit verbundene Leistungsschwankung. Das Flickerverhalten der WEA wird in der Typprüfung überprüft und als Anlagenflickerbeiwert gekennzeichnet.

Die TOR [44] empfehlen für das Mittelspannungsnetz die Anwendung einer zulässigen Flickerstärke von  $P_{fl} = 0,46$ . Beim Parallelbetrieb empfiehlt sie weiterhin die Annahme einer stochastischen Überlagerung, sodass die relative Flickerwirkung der WEA mit steigender Anzahl der Generatoren abnimmt.

Die Flickerwirkung der WEA hat bei modernen Anlagen auf ein Maß abgenommen, das die Flickerwirkung auch beim Anschluss von Windparks an das Mittelspannungsnetz vernachlässigbar klein macht. Er sollte jedoch für diese Anschlussvarianten A und B weiterhin überprüft werden.

Beim Anschluss an das Hochspannungsnetz sollte eine etwas geringere zulässige Flickerstärke angesetzt werden, da sich der Flicker im Hochspannungsnetz dem Flicker im Mittel- und Niederspannungsnetz überlagert und den dort vorhandenen Flicker erhöht. In deutschen Fachgremien sind in diesem Zusammenhang z. Z. zulässige Werte von  $P_{fl} = 0,37$  in Diskussion. Die Erfahrungen haben allerdings gezeigt, dass bei modernen WEA Flicker schon beim Anschluss an das Mittelspannungsnetz keine Bedeutung mehr hat. Er kann beim Anschluss an das Hochspannungsnetz vernachlässigt werden.

## Oberschwingungen und Zwischenharmonische

Oberschwingungen entstehen z. B. bei Einspeisung von Oberschwingungsströmen in das Netz durch Spannungsabfälle an der Netzimpedanz. Solche Ströme entstehen nur bei WEA mit Frequenzumrich-

ter. Klassische Frequenzumrichter mit Gleichstrom-Zwischenkreis (netzgeführte Umrichter) erzeugen Oberschwingungen mit ganzzahligen Ordnungen zur Netzfrequenz, und hierfür haben die Empfehlungen gem. TOR [44] weiterhin Gültigkeit.

Allerdings sind WEA mit solchen Umrichtern auf dem Weltmarkt nicht mehr anzutreffen. Alle modernen WEA mit Vollumrichtern (Enercon) oder Umrichtern für den doppeltgespeisten Asynchrongenerator (Vestas, GE Wind, Micon, Nordex) verwenden pulsmodierte Umrichter mit Gleichspannungs-Zwischenkreis. Solche Umrichter erzeugen Einspeiseströme mit nahezu kontinuierlichem Frequenzspektrum.

Die FGH hat sich seit langem mit der Bewertung solcher Oberschwingungsströme befasst und sich auf diesem im Auftrag von Windanlagenbetreibern, Herstellern und Netzbetreibern gutachterlich betätigt. Die dabei gewonnenen Erfahrungen haben zur Anwendung von Grenzwerten geführt, die im Bereich der Mittelspannung bereits in die für Deutschland geltenden Richtlinien [51] eingeflossen sind. Im Bereich der Hochspannungsnetze sind sie noch in Diskussion.

Stromanteile mit hohen Frequenzen haben sich als deutlich kritischer für die parallel angeschlossenen Verbraucher erwiesen als die klassischen Oberschwingungen. Aufgrund der vergleichsweise hohen Frequenz erzeugen sie in der Netzspannung zusätzliche Nulldurchgänge und können dadurch Fehlsteuerungen von Thyristoren in Gleichrichteranlagen oder zum Falschlauf von Uhren führen. Auf der anderen Seite sind sie durch Tiefpassfilter leicht zu begrenzen, und die Hersteller von WEA sollten zum Einsatz solcher Filter angehalten sein.

Die zulässigen Grenzwerte von hochfrequenten Stromanteilen sind abhängig von der Netzimpedanz und können auf die Netzkurzschlussleistung bezogen werden. Da sich die durch solche Ströme erzeugten Spannungen überlagern, sind alle Anlagen zu berücksichtigen, die

- im Mittelspannungsnetz an eine Sammelschiene,
- im Hochspannungsnetz an eine Umspannanlage oder eine Leitung

angeschlossen sind. Die Überlagerung der von den einzelnen Anlagen eingespeisten Ströme erfolgt stochastisch nach der Gesetzmäßigkeit

$$I_{\mu} = \sqrt{\sum_{i=1}^n (I_{\mu,i})^2}$$

wobei

- $\mu$  die ungeradzahlige Ordnung der Zwischenharmonischen zur Grundschiwingung
- $I_\mu$  den gesamten Einspeisestrom dieser Ordnung und
- $I_{\mu,i}$  den Einspeisestrom der Einzelanlage

bedeuten.

Bei der Festlegung der Grenzwerte ist zu berücksichtigen, dass die Normen für die Messung der Zwischenharmonischen unterschiedliche Bandbreiten der Messfrequenz vorschreiben. Für Ordnungszahlen bis zu  $\mu = 40$  gilt eine Bandbreite von 5 Hz, bei höheren Ordnungen im Frequenzbereich zwischen 2 kHz und 9 kHz gilt eine Bandbreite von 200 Hz.

Die Einhaltung der folgenden Grenzwerte wird vorgeschlagen:

<b>20-kV-Netz:</b>	bis $\mu = 40$ :	$i_{\mu\text{zul}} \leq 30/\mu \text{ A/GVA}$
	über $\mu = 40$ :	$i_{\mu\text{zul}} \leq 90/\mu \text{ A/GVA}$
<b>110-kV-Netz:</b>	bis $\mu = 40$ :	$i_{\mu\text{zul}} \leq 5,25/\mu \text{ A/GVA}$
	über $\mu = 40$ :	$i_{\mu\text{zul}} \leq 16/\mu \text{ A/GVA}$
<b>380-kV-Netz:</b>	bis $\mu = 40$ :	$i_{\mu\text{zul}} \leq 1,5/\mu \text{ A/GVA}$
	über $\mu = 40$ :	$i_{\mu\text{zul}} \leq 4,5/\mu \text{ A/GVA}$

Der zulässige Gesamt-Einspeisestrom ergibt sich dann zu

$$I_{\mu\text{zul}} = i_{\mu\text{zul}} \cdot S_{kV}$$

Diese Festlegungen der zulässigen Einspeiseströme wird dazu führen, dass die erzeugten hochfrequenten Spannungsanteile im Frequenzbereich bis 2 kHz auf 0,1 % der Netzspannung und im Frequenzbereich darüber auf 0,3 % der Netzspannung begrenzt bleiben. (Nach Angaben von EVN werden allerdings Oberschwingungen und Zwischenharmonische in den Prüfsertifikaten bislang häufig nur mangelhaft angegeben, so dass derzeit eine Überprüfung der vorgeschlagenen Grenzwerte kaum erfolgen kann.)

## Beeinflussung der Signalübertragung

Die Signalübertragung des Netzbetreibers im Mittel- oder Hochspannungsnetz kann durch die Strom-einspeisung der WEA gestört werden. Die TOR [44] geben hierzu Empfehlungen, die eingehalten werden sollten. Es muss mit den Netzbetreibern im Einzelfall abgeklärt werden, ob die im vorange-stellten Punkt genannten Spannungspegel der hochfrequenten Spannungsanteile zu Störungen der Sig-nalübertragung führen können. In der Regel wird dies bei Einhaltung der zulässigen Werte nicht der Fall sein.

### 9.2.3 Schutzeinrichtungen

Die für WEA geeigneten Schutzeinrichtungen müssen den besonderen Eigenheiten der bei ihnen ein-gesetzten Techniken Rechnung tragen. Dabei ist insbesondere zu berücksichtigen, das bei Kurzschlüs-sen in der Nähe des Anschlusspunktes eines Windparks ans Netz der Windpark abgeschaltet werden muss, damit der Kurzschluss erlischt und danach das Netz erfolgreich wieder zugeschaltet werden kann.

Die grundsätzlichen Anforderungen an den Schutz der Schaltanlagen kann anhand der in Bild 9.8 schematisch dargestellten bei Fehlern auftretenden Vorgänge erläutert werden. Bei einem Fehler auf der Netzzuleitung zum Windpark in der Nähe des Anschlusspunkts müssen die folgenden Grundsätze beachtet werden:

- Die beiden Kurzschlussströme aus dem Netz  $I_{kN1}$  und  $I_{kN2}$  sind wegen der Netzvermaschung und der dadurch hohen Kurzschlussleistung des Netzes wesentlich größer als der Laststrom zur Versor-gung der Kunden. Das Schutzsystem kann also auf die Höhe des fließenden Stromes reagieren.
  - Bei Stichanschlüssen über eine einzige Zuleitung, wie es bei strahlenförmig betriebenen Mittel-spannungsnetzen der Fall ist, genügt der sogenannte UMZ-Schutz (UMZ = Unabhängiges Ma-ximalstrom-Zeitrelais), der ausschließlich auf die Höhe des Stroms reagiert.
  - Bei Anschlüssen im normalerweise vermascht betriebenen Hochspannungsnetz ist aus Gründen der Selektivität ein Distanzschutz mit gleichzeitiger Bewertung der Spannung für die Rich-tungserkennung erforderlich.

Die Schutzsysteme des Netzes schalten die Zuleitungen zum Anschlusspunkt des Windparks ab.

- Der Kurzschlussstrom des Windparks ist ausschließlich durch die WEA bestimmt. Da er im ange-führten Beispiel in einem Stichanschluss angeschlossen ist und ein weit vermaschtes Netz nicht



vorhanden ist, ist die vorhandene Kurzschlussleistung gering und damit der Kurzschlussstrom klein.

Direkt an das Netz gekoppelte Asynchrongeneratoren oder auch doppelgespeiste Asynchrongeneratoren liefern zwar einen Kurzschlussstrom, der höher ist als der Nennstrom, er dauert aber nur wenige Halbwellen an und ist für eine zuverlässige Schutzauslösung kaum geeignet. WEA mit Wechselrichter – wie die der Firma Enercon – liefern ohne besondere Maßnahmen einen Kurzschlussstrom, der gleich dem zum Augenblick des Fehlers fließenden Einspeisestrom ist.

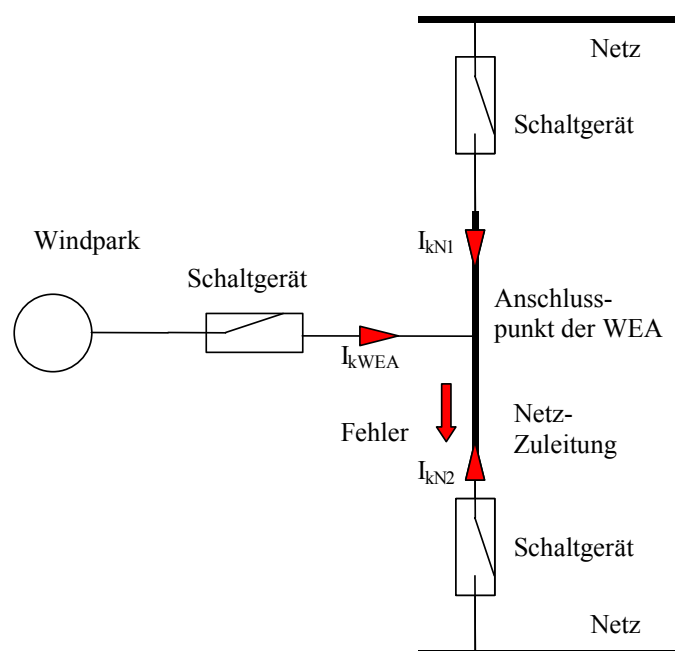


Bild 9.8 Fehlerströme am Anschlusspunkt und auf der Netzzuleitung eines Windparks

Aus diesen Gründen hat sich bei WEA wie bei allen kleineren Erzeugungseinheiten ein auf die Spannungshöhe reagierendes Schutzsystem durchgesetzt, das ausschließlich auf die Merkmale der anliegenden Spannung reagiert. Es reagiert auf

- den Spannungsrückgang im Falle von Kurzschlüssen im Netz der öffentlichen Versorgung oder im Windparknetz selbst,
- die Spannungssteigerung im Falle einer Netzabschaltung ohne Fehler und der Bildung eines Inselnetzes mit unkontrollierter Spannung,
- dem Frequenzrückgang oder der Frequenzsteigerung im Fall von unregelmäßigen Vorgängen im Versorgungsnetz.

Die Einstellwerte dieses Spannungsüberwachungsschutzes hängen davon ab, bei welchen Netzvorgängen die WEA vom Netz abschalten sollen und bei welchen nicht. Bei den bisherigen Einsatzorten in Europa war es das Ziel der Netzbetreiber, die WEA bei jeder Netzunregelmäßigkeit vom Netz zu nehmen, um unkontrollierte Strom- und Spannungsverhältnisse in den einzelnen Teilen des Netzes zu vermeiden. Die Technik der Windenergieanlagen hat sich dementsprechend entwickelt, wobei sie wegen des hohen Marktanteils im wesentlichen die in Deutschland herrschenden Rahmenbedingungen privat betriebener Erzeugungsanlagen an einem Netz der öffentlichen Stromversorgung berücksichtigt haben. Da diese Bedingungen auch für die WEA in Österreich zutreffen, wird sich die WEA-Technik hierfür nicht ändern. Typische Einstellwerte des Spannungsüberwachungsschutzes sind:

- Spannungsrückgangsschutz

Abschaltung der WEA bei Spannungen unter 80 % der Betriebsspannung,

- Spannungssteigerungsschutz

Abschaltung der WEA bei Spannungen über 106 % der Betriebsspannung. In den USA sind von einigen Regulierungsbehörden der Bundesstaaten gestaffelte Grenzen in Abhängigkeit von der Dauer angegeben.

- Frequenzrückgangsschutz

Abschaltung der WEA bei Frequenzen unter 48 Hz,

- Frequenzsteigerungsschutz

Abschaltung der WEA bei Frequenzen über 50,5 Hz.

Alle Einstellungswerte befinden sich derzeit in Diskussion. Der früh eingreifende Spannungsrückgangsschutz hat in Deutschland dazu geführt, dass sich bei einem Fehler im norddeutschen 380-kV-Übertragungsnetz eine WEA-Leistung gleichzeitig vom Netz trennen könnte, die den Auslegungsausfall der Primärregelreserve von 3.000 MW erreicht. Aufgrund der in Österreich selbst im Maximalszenario von 1700 MW deutlich unter diesem Wert liegenden WEA-Leistung sind ähnliche Probleme hier jedoch auszuschließen (vgl. Abschnitt 4.1.1). Allerdings kann es durch schlagartige Abschaltung großer WEA-Leistungen lokal zu hohen Spannungshüben kommen, so dass z. B. eine Absenkung der Auslöseschwelle des Spannungsrückgangsschutzes auch hier z. Z. in Diskussion ist.

Die erforderlichen Schutzsysteme sind abhängig von den Netz- und WEA-Bedingungen und können in weiten Bereichen variieren. Der wesentliche Einflussfaktor ist die Lage der Verbraucheranschlüsse am öffentlichen Netz, für deren Versorgungssicherheit der Netzbetreiber die Verantwortung trägt. Für die

in Abschnitt 9.2.1 aufgezählten Varianten des Netzanschlusses sind typischerweise geeignete Schutz-einrichtungen in den folgenden Abschnitten aufgezählt.

### Schutzsysteme für den Anschluss von Windparks an das öffentliche Mittelspannungsnetz

Bei dieser Anschlussvariante ist der Windpark entsprechend Bild 9.9 an einen bereits vorhandenen Abgang einer Mittelspannungssammelschiene angeschlossen, über den gleichzeitig andere Verbraucher angeschlossen sind. (Wir gehen hier von einem strahlenförmig betriebenen Mittelspannungsnetz aus.) Die Schutzsysteme für das öffentliche Netz bestehen in der Regel aus einem UMZ-Schutz des Abgangs, der auf einen geeigneten Stromwert eingestellt ist. Er bleibt bei Anschluss eines Windparks im wesentlichen unverändert. Lediglich die Einstellwerte sind unter Umständen zu verändern, z. B. wenn der Einspeisestrom aus der Erzeugeranlage deutlich höher ist als der entnommene Verbraucherstrom.

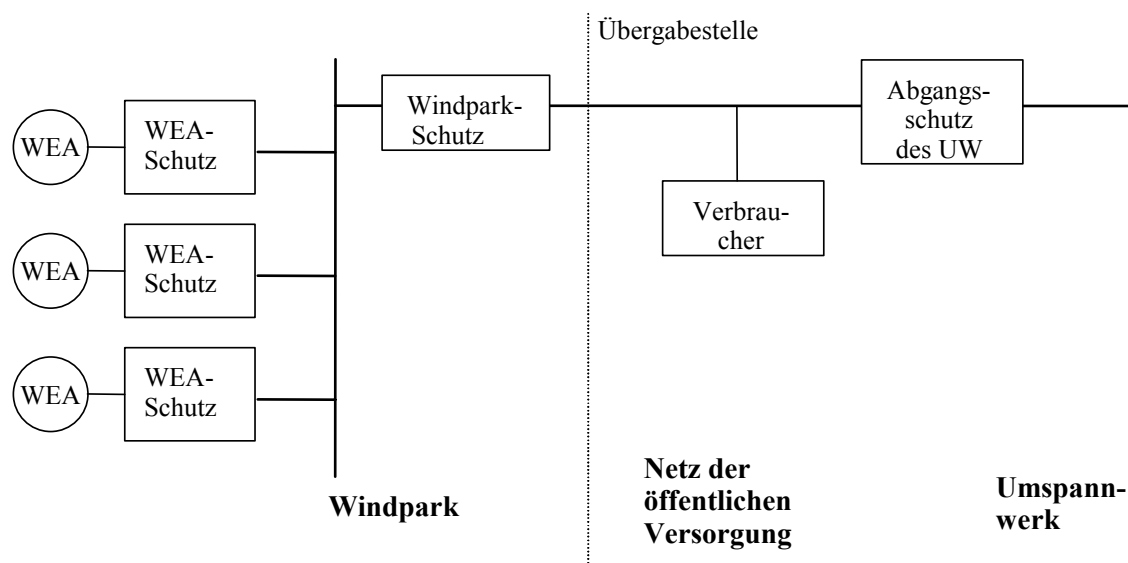


Bild 9.9 Schutzsysteme beim Anschluss des Windparks an ein Mittelspannungsnetz der öffentlichen Versorgung (beispielhafte Anordnung; Variante A in Abschnitt 9.2.1)

Das Schutzsystem des Umspannwerks (UW) schaltet jeden Kurzschluss auf dem Abgang zum Windpark ab. Der Kurzschluss bleibt jedoch weiterhin bestehen, da er durch die WEA-Erzeugung weiter gespeist wird. Er muss durch den Spannungsrückgangsschutz der WEA abgeschaltet werden. Die Abschaltung muss schnell erfolgen – insbesondere dann, wenn in Netzen mit Freileitungen eine automatische Wiedereinschaltung im UW erfolgt.

Da ein Fehler an jeder beliebigen Stelle auch innerhalb eines Windparks auftreten kann, muss der Spannungsrückgangsschutz an jeder WE-Einzelanlage vorhanden sein. Die Schutzeinrichtung verwendet in der Regel die Niederspannung des Netztransformators und ist in die Regelung der WEA integriert, da die Leistung nach Abschaltung des Generators herabgeregelt werden muss und die erforderlichen Regeleinrichtungen ohnehin vorhanden sein müssen. Im Grundsatz könnte dieser Spannungsrückgangsschutz die gestellte Schutzaufgabe übernehmen, was aus zwei Gründen bisher nicht generell angewendet wird:

- Die Funktion des in die Regelung integrierten Schutzes der WE-Einzelanlage ist in Normen nicht spezifiziert und wird in den Prüfungen zur Zertifizierung einer WEA nicht überprüft.
- Bei Fehlern innerhalb des Windparks muss die Anlage abgeschaltet werden und abgeschaltet bleiben, da sonst die Versorgung der Verbraucher nicht wieder aufgenommen werden kann. Dieser Gesichtspunkt ist insbesondere dann von Bedeutung, wenn Netz- und Windparkbetreiber verschiedene Organisationen sind und der für die Versorgungszuverlässigkeit der Verbraucher verantwortliche Netzbetreiber keinen direkten Zugriff auf die Schalteinrichtungen des Windparks hat.

Aus diesen Gründen ist es üblich, einen Leistungsschalter in der Übergabestation zu installieren, der über den Spannungsrückgangsschutz den gesamten Windpark abtrennt.

Bei weit vom Umspannwerk entfernt liegenden Fehlern im öffentlichen Netz und voller Windenergieeinspeisung kann die Netzspannung sich nur wenig verringern. Um trotzdem eine sichere Abschaltung in solchen Fällen zu gewährleisten, muss der Spannungsrückgangsschutz empfindlich eingestellt werden: Eine Einstellung von 80 % der vereinbarten Netzspannung hat sich als geeignet erwiesen. Er sollte nicht ohne genauere Überprüfung reduziert werden.

Der Spannungssteigerungsschutz soll die WEA bei der Inselnetzbildung abschalten. In der Anschlussvariante A des Abschnitts 9.2.1 kann es jedoch zur Inselnetzbildung nur dann kommen, wenn einer der Leistungsschalter in der Einspeisung oder im Abgang versehentlich geöffnet wird. In solchen Fällen würde das Netz eine Spannung annehmen, die ausschließlich von der eingespeisten Windleistung und der Verbraucherimpedanz bestimmt ist. Die Spannung kann somit beliebige Werte annehmen. Da die Frequenz dann nicht vom mehr Netz vorgegeben ist, spricht dann i. a. auch der Frequenzrückgangs- und -steigerungsschutz an und schaltet die Anlagen ab. Alle drei Schutzeinstellungen dienen somit dem Schutz von Verbrauchern bei Inselnetzbildung.

Hinsichtlich einer ausführlichen Betrachtung der Schutzkonzepte in Mittelspannungsnetzen mit dezentraler Einspeisung sei auf die im folgenden Kapitel 10 wiedergegebene Veröffentlichung zu diesem Thema verwiesen.

### Schutzsysteme für den Anschluss von Windparks an die Sammelschiene im Umspannwerk des öffentlichen Mittelspannungsnetzes

In dieser Anschlussvariante B befindet sich die Übergabe an der Sammelschiene des UW, und das Schutzsystem für den Windpark übernimmt die Aufgabe des Abgangsschutzes mit. Der Leistungsschalter der Übergabe wird durch ein Überstromschutzrelais und ein Spannungsüberwachungsrelais ausgelöst. Die Anforderungen an den Spannungssteigerungs- und den Frequenzüberwachungsschutz für die mögliche Bildung eines Inselnetzes sind die gleichen wie für die Anschlussvariante A.

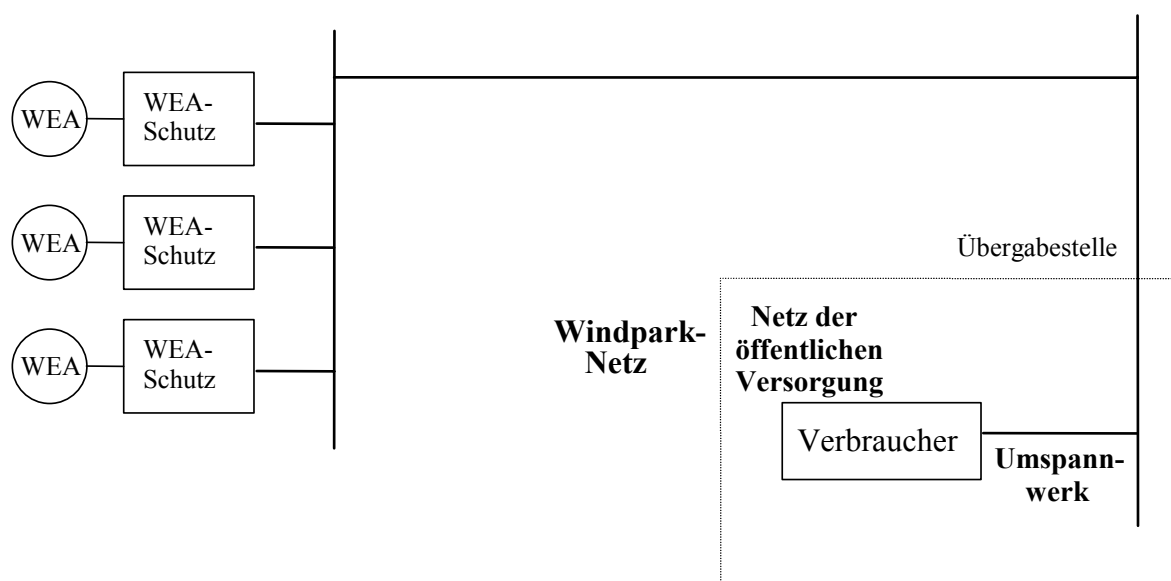


Bild 9.10 Schutzsysteme beim Anschluss des Windparks an ein Mittelspannungsnetz der öffentlichen Versorgung (beispielhafte Anordnung; Variante B in Abschnitt 9.2.1)

Für die Einstellung des Spannungsrückgangsschutzes gelten hier jedoch andere Grundsätze. Kurzschlüsse im Verbrauchernetz werden vom Schutzsystem der betroffenen Abgänge abgeschaltet. Eine Abschaltung des Windparks bei Fehlern im Netz der öffentlichen Versorgung ist aus Gesichtspunkten der Verbrauchersicherheit nicht erforderlich. Lediglich bei Fehlern auf der Zuleitung zum Windpark ist eine Auslösung des Spannungsrückgangsschutzes in den WEA und eventuell auch in der Übergabe erforderlich.

Die notwendigen Einstellwerte für den Spannungsrückgangsschutz befinden sich in heftiger Diskussion, die sich im wesentlichen um zwei Gesichtspunkte dreht:

- Bei dieser Anschlussvariante B und der nachfolgend betrachteten Variante C ist eine Abschaltung des Windparks aus Gründen der Versorgungssicherheit der am öffentlichen Netz angeschlossenen Verbraucher nicht gefordert. Die Aufgaben werden von anderen bereits vorhandenen Schutzsystemen übernommen.

Ein hoher Einstellwert des Spannungsrückgangsschutzes könnte andererseits bei Fehlern im Höchstspannungsnetz das zu Beginn dieses Abschnitts erwähnte großflächige Abschalten der WEA mit dem entsprechenden Leistungsverlust bewirken.

Durch Absenkung des Einstellwerts kann der bei Fehlern im Höchstspannungsnetz betroffene Netzbereich in seiner Ausdehnung begrenzt werden.

In Österreich ist die diesbezügliche Entwicklung jedoch als unkritisch anzusehen, da – anders als z. B. in Deutschland – selbst ein fiktiver gleichzeitiger Ausfall der maximal erwarteten WEA-Leistung von 1.700 MW deutlich unter dem von der Primärregelung abgedeckten Ausfall von 3.000 MW bliebe und somit problemlos beherrschbar wäre.

- Die Technik der WEA hat sich mit den Voraussetzungen als Zusatz zur konventionellen Energieerzeugung entwickelt. Sie benötigt in vielen Fällen das Vorhandensein der Netzspannung für ihre korrekte Funktion und ist z. Zt. nicht inselnetzfähig. Dies trifft insbesondere auf WEA mit direkt gekoppelten Asynchrongeneratoren, aber auch auf die weitverbreiteten doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren zu.

Bei Fehlern im Hochspannungsnetz bricht die Spannung auf einen vom Fehlerort abhängigen niedrigen Wert zusammen und kehrt nach Abschaltung des Fehlers schnell wieder. Beide genannten WEA-Typen werden beim Fehlen der Netzspannung schnell asynchron zur Netzfrequenz und können sich bei Spannungswiederkehr in Phasenopposition befinden, was zu beträchtlicher Stromaufnahme des Generators und zu mechanischen Überbeanspruchungen des Getriebes und des Rotors führen kann. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt wird mit den Herstellern der WEA untersucht, welcher Spannungseinbruch von den WEA toleriert werden kann. Eine bindende Aussage steht jedoch noch aus.

Das Konzept der Enercon mit Wechselrichter voller Leistung speist, wenn gefordert, während der spannungslosen Pause die vorher erzeugte Leistung unverändert in einen Widerstand. Nach Spannungswiederkehr steht sie wieder voll zur Verfügung.

Als Folgerung muss festgestellt werden, dass eine sinnvolle Einstellung des Spannungsrückgangsschutzes noch offen ist.

### Schutzsysteme für den Anschluss von Windparks an die Sammelschiene im Umspannwerk des öffentlichen Hochspannungsnetzes

Beim Anschluss der WEA an das Hochspannungsnetz gelten für die Schutzsysteme auf der Mittelspannungsseite die gleichen Aussagen wie für die Anschlussvariante B. Hinzu kommt lediglich die Schutzeinrichtung auf der Hochspannungsseite des Netzanschlusses. Er hat die Aufgabe, Fehler im Bereich des Transformators abzuschalten. Bei Verwendung eines Distanzschutzrelais ermöglicht er auch über die Impedananzregung eine Abschaltung im Falle eines Fehlers auf der 110-kV-Zuleitung.

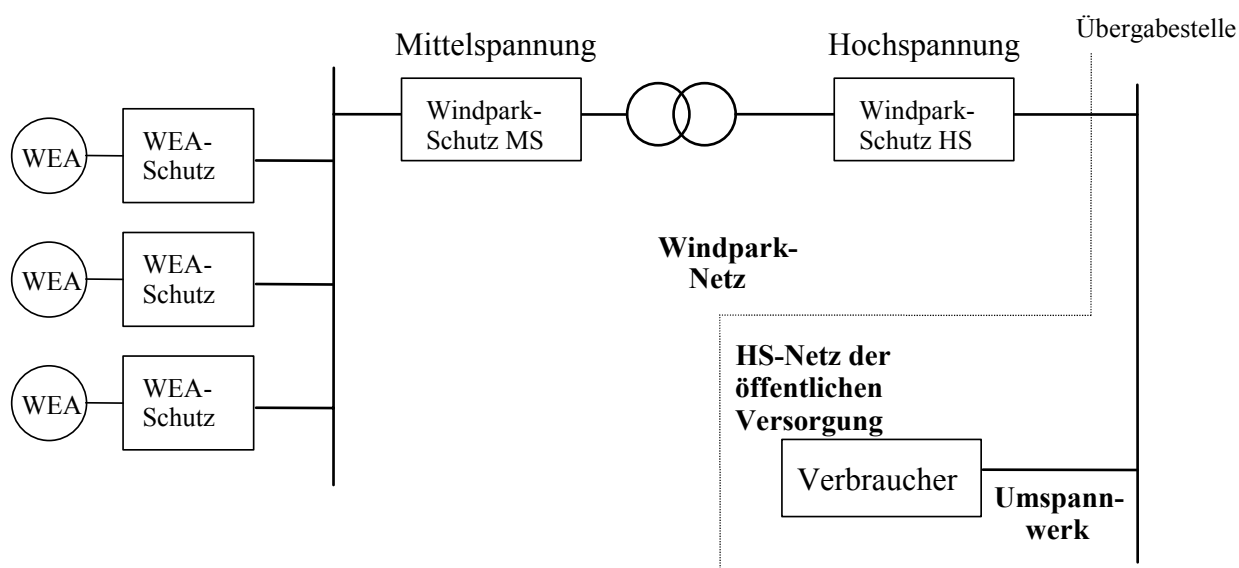


Bild 9.11 Schutzsysteme beim Anschluss des Windparks an ein Mittelspannungsnetz der öffentlichen Versorgung (beispielhafte Anordnung; Variante C in Abschnitt 9.2.1)

Das Schutzsystem auf der Mittelspannungsseite ist nicht zwingend erforderlich, aber aus Gründen der Redundanz und der Abschaltung von Fehlern im Windparknetz empfehlenswert.

### 9.3 Kosten

Die nachfolgenden Betrachtungen geben einen Überblick über die Kosten, die für Errichtung, Netzanschluss und Betrieb von WEA anfallen können. Es sei betont, dass sämtliche Ausführungsdetails und

Zahlenwerte lediglich Anhaltspunkte darstellen. Ausführung und Kosten konkreter WEA-Projekte können hiervon u. U. erheblich abweichen.

### 9.3.1 Planleistungen der Windparks

Die in Österreich z. Zt. (Stand März 2003) geplanten Windparkleistungen liegen zwischen 2 MW und 60 MW mit einer größten Häufigkeit im Bereich von >10 bis 20 MW, siehe Bild 9.12.

Alle geplanten Windparks, bei denen der Konvertertyp bereits feststeht, verwenden WEA vom Typ Enercon E66 oder Vestas V80, also Typen mit Bemessungsleistungen 1800 kW bis 2000 kW, was darauf hinweist, dass die Flächenbeschränkungen hohe Flächenleistungen, d. h. hohe Einheitsleistungen der Konverter erfordern. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich dieser Grundsatz auch bei den weiteren zu errichtenden Parks fortsetzen wird.

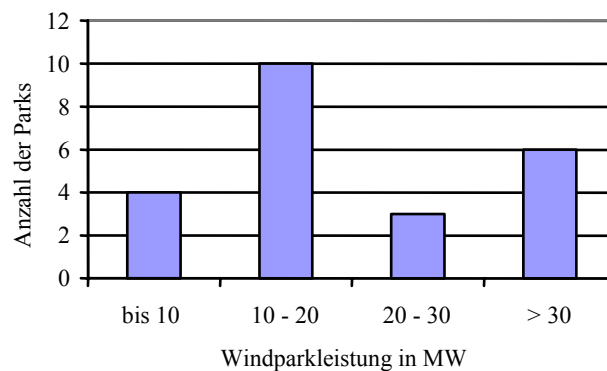


Bild 9.12: Anzahl der derzeit in Österreich geplanten Windparks in Kategorien der Windparkleistung (Quellen: [www.igwindkraft.at](http://www.igwindkraft.at), [www.energiwerkstatt.at](http://www.energiwerkstatt.at), Stand März 2003)

### 9.3.2 Errichtungskosten

Die Errichtungskosten setzen sich aus einer Reihe von Einzelkomponenten zusammen, die im folgenden zunächst getrennt betrachtet werden, um dann abschließend eine Zusammenstellung der Gesamtkosten zu entwickeln. Alle genannten Werte beinhalten die Kosten für Transport, Montage bzw. Aufstellung und Inbetriebnahme. Wo dies möglich ist, werden die Kostenschätzungen an Hand der im Internet veröffentlichten Investitionskosten des kürzlich realisierten Tauernwindparks [37] verifiziert.



## Windenergiekonverter

Die Abschätzung der Kosten für Anschaffung und Aufstellung der Windenergiekonverter sind die folgenden Randbedingungen zu beachten:

- Geplante Leistung des Windparks
- Winddargebot des Standorts

Das Winddargebot des Standorts und die Beschaffenheit des Geländes bestimmen die Nabenhöhe des Konverters.

- Fläche des verfügbaren Geländes

Die Fläche bestimmt mit den erforderlichen Abständen zwischen den Konvertern die Zahl der erforderlichen bzw. möglichen Konverter.

- Netzverträglichkeit der Konverter

Die Anforderungen an die Netzverträglichkeit der Konverter verbieten die Verwendung von Niedrigpreisprodukten wie z. B. direkt an das Netz gekoppelten Asynchrongeneratoren. Diese Generatoren müssen im Fehlerfall im Netz vom Netz getrennt und nach Spannungswiederkehr wieder angefahren werden. Der dadurch verursachte Leistungsausfall könnte beträchtliche Folgen haben.

Alle genannten Faktoren beeinflussen die Kosten der WEA. Die Anwendung mittlerer Kosten für die Konverter ist demnach für die genauere Planung der Windparks unsicher und kann nur Richtwerte geben. Vor diesem Hintergrund ist verständlich, dass ein reiner Kostenvergleich von Konvertern, die an verschiedenen Standorten installiert sind und in verschiedene Netze mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Anforderungen einspeisen, ohne Beachtung dieser Faktoren nicht aussagekräftig ist.

Ebenso ist bei der Diskussion und dem Vergleich spezifischer WEA-Kosten bezogen auf die Bemessungsleistung in kW äußerste Vorsicht walten zu lassen: Die hierbei als Bezugsgröße benutzte Bemessungsleistung des Generators ist keineswegs fest mit anderen kostenbestimmenden Bemessungsgrößen eines Konverters verbunden. Neue Windkraftanlagen werden zunehmend mit Blattwinkelregelung (Pitchregelung) ausgeführt und immer seltener mit Stallregelung. Damit einher geht, dass die Generatorgröße in Bezug auf die Rotorgröße freier variiert werden kann. Allgemein gibt es einen Trend hin zu größeren Rotorflächen für eine gegebene Generatorgröße [52]. Dies ist darin begründet, dass an den weniger guten Windstandorten gegenüber den zum Teil schon in der Vergangenheit erschlossenen guten Standorten die Verteilung der auftretenden Windstärken hin zu kleineren Werten verschoben ist

und ein kleinerer Generator deshalb wirtschaftlicher ist. Vergleicht man die Preisentwicklung an Hand der Kosten pro kW installierter Leistung von alten Anlagen mit jenen der neuen Anlagen, so erhält man deshalb unter Umständen scheinbar steigende, zumindest aber stagnierende Anlagenkosten, was nicht der Realität entspricht. Die bisweilen geäußerte Vermutung, eine Kostendegression werde wegen der hohen garantierten Einspeisevergütungen und dem deshalb nicht vorhandenen Kostendruck gebremst, ist deshalb nicht zutreffend.

Der Rotor und hier insbesondere dessen Durchmesser bzw. die hiermit verbundene Rotorfläche ist der wesentlichste Kostenfaktor eines Windkonverters. Mit der Wahl eines geeigneten Rotordurchmessers geht in der Regel auch die Turmhöhe einher, die in der Regel in etwa dem Rotordurchmesser entspricht und ebenfalls ein wichtiger Kostenfaktor ist. Der Rotordurchmesser ist bei vielen auf dem Markt angebotenen WEA-Typen aus der Typbezeichnung erkennbar, wie auch aus Tabelle 9.1 zu ersehen ist. Als Beispiel für oben genannte Entwicklung hin zu größeren Rotor/Generator-Verhältnissen kann die von NEG Micon neu angebotene Anlage NM72C für Standorte mit geringen Windgeschwindigkeiten betrachtet werden. Während der ursprüngliche Typ NM72 mit einem Generator mit 2.000 kW Bemessungsleistung ausgestattet ist, verfügt der Typ NM72C bei gleichem Rotordurchmesser von 72 Metern über eine deutlich reduzierte Generatorleistung von 1.500 kW. Es ist leicht einsichtig, dass bei letzterem WEA-Typ die Gesamtkosten für den Konverter wegen des gleichen Rotordurchmessers und des gleichen Generator- und Regelkonzeptes wie bei Typ NM72 keinesfalls im gleichen Maße wie die Generatorleistung gesenkt wurden. Bezieht man die Kosten beider Typen auf die jeweils zugehörige Generatorleistung in kW, so ergeben sich Unterschiede von durchaus 20 % oder mehr. Für den Betreiber spielt ein Vergleich der spezifischen Kosten bei der Entscheidung jedoch keine ausschlaggebende Rolle. Entscheidend ist allein, welcher Anlagentyp aufgrund der vorgegebenen Rahmenbedingungen (Standort und Einspeisevergütung) die höchste Rendite für das zu investierende Kapital verspricht. Wegen der unterschiedlichen Volllaststundenzahl – abhängig von gewähltem Anlagentyp und Standort – ist der Preis pro installierter Leistung anders als bei konventionellen Kraftwerken, bei denen die Volllaststundenzahl als Plangröße vorab festgelegt wird, hier kein geeignetes Vergleichsmaß für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit.

Für einen Vergleich der Preise ist der Preis pro Quadratmeter Rotorfläche ein besseres Maß. Bild 9.13 zeigt deshalb die der Literatur entnommenen Kosten von Konvertern als Werte bezogen auf die Rotorfläche [38]. Die angegebenen Kosten beinhalten den Transformator zum Anschluss an das Windparknetz sowie Transport ab Werk, Fundamentierung und Errichtung der Anlage am Aufstellungsort einschließlich der Inbetriebnahme, da die Hersteller dies bisher nicht Fremdfirmen überlassen und aus Gründen der Garantieleistung die Leistungen komplett anbieten. Die im Bild 9.13 sichtbare gekrümm-

te Abhängigkeit mit einem Minimum bei Anlagengrößen um 600 kW ist durch die höheren Werte bei den sehr kleinen Anlagen und die etwas höheren Kosten für die neuen großen Anlagen bestimmt. Vernachlässigt man diese beiden Kategorien, dann sind die bezogenen Kosten unabhängig von der Rotorfläche. Sie streuen um einen Mittelwert von etwa 340 €/m<sup>2</sup> um etwa 20 %. Ein Absinken der bezogenen Kosten zwischen 1995 und 1998 ist bei den Anlagen im Leistungsbereich von 600 bis 1000 kW mit deren zunehmendem Einsatz zu erkennen.

Es ist ferner erkennbar, dass in dem mittleren Leistungsbereich Konverter sehr unterschiedlicher Technik von den preisgünstigen direkt gekoppelten Asynchrongeneratoren mit Stallregelung, d. h. feststehenden Rotorblättern, bis hin zu pitchgeregelten Turbinen mit variabler Drehzahl reichen, deren Kosten immer höher waren und in Bild 9.13 im oberen Bereich des Streubands liegen.

Alle Konverter im Leistungsbereich über 1500 kW haben verstellbare Rotorblätter mit Pitch- oder modifizierter Stallregelung. Mit wenigen Ausnahmen erlauben sie eine variable Rotordrehzahl und verbessern damit ihren Ausnutzungsgrad. Sie benötigen daher besondere Umwandlungstechniken von der Rotorfrequenz zur Netzfrequenz wie Ankopplung an das Netz über Umrichter oder doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren und weisen deshalb höhere spezifischen Kosten auf.

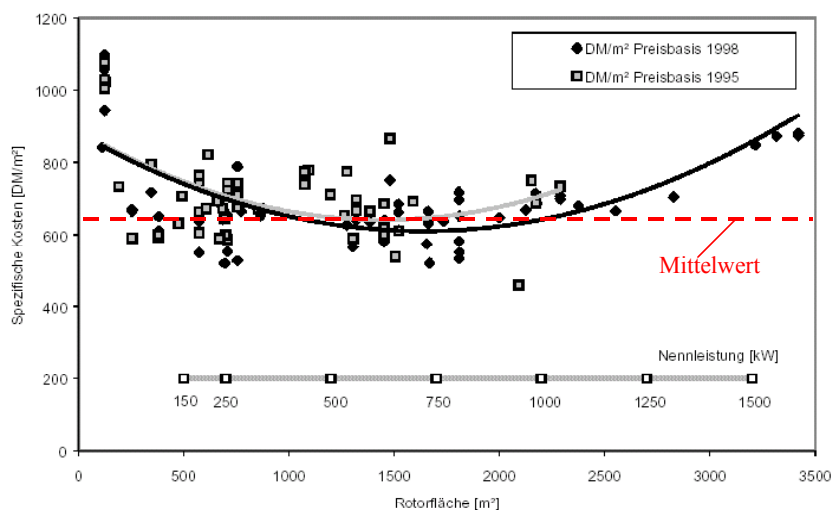


Bild 9.13: Kosten von Windenergieanlagen bezogen auf die Rotorfläche für Anlagen bis 1998 [38]

Es kann folglich nicht erwartet werden, dass sich für diese Anlagen mit Bemessungsleistungen von 1.500 kW und mehr die bezogenen Kosten in den nächsten Jahren in den unteren Streubereich nach Bild 9.13 entwickeln werden. Wohl aber könnten sie in Anbetracht der großen Anzahl neu installierter

Anlagen dieser Größenklasse näher an den Mittelwert rücken, also von den bisher 440 €/m<sup>2</sup> auf Werte um 400 €/m<sup>2</sup> sinken.

Bild 9.14 zeigt den Zusammenhang zwischen Bemessungsleistung und Rotorfläche. Ein direkter Zusammenhang besteht wie oben ausgeführt nur bedingt. Zusätzliche Faktoren wie Nabenhöhe, Rotorblatt-Formgebung, designierte Bemessungs-Windgeschwindigkeit und gewünschte Effektivität bei geringen Windgeschwindigkeiten spielen mit eine entscheidende Rolle. Am deutlichsten wird dies neben dem schon genannten Beispiel der NEG Micon NM72 und NM72C bei der Enercon E40 mit einer Bemessungsleistung von 600 kW, die mit zwei Rotordurchmessern bei sonst gleichen Parametern geliefert wird, oder beim Vergleich der Vestas-Konverter V66 (1750 kW) und V80 (2000 kW), die sich deutlich in ihren Bemessungs-Windgeschwindigkeiten unterscheiden. Als Richtwert kann man eine Rotorfläche von etwa 2 bis 2,5 m<sup>2</sup> pro kW Bemessungsleistung zugrunde legen.

Für die zukünftig eingesetzten Windkonverter in der Leistungsklasse von 1800 kW und darüber ist abhängig von der Rotorfläche mit Konverterkosten von 880 bis 1100,- €/kW zu rechnen, die evtl. in den nächsten Jahren auf 800 bis 1000,- €/kW absinken könnten. Die spezifischen Kosten können jedoch merklich schwanken, z. B. wenn das Windangebot große Nabenhöhen erfordert. Schwankungen um ±10 % eines Durchschnittswerts von heute ca. 1000,- €/kW sollten in Betracht gezogen werden. Standorte mit gutem Windangebot werden dabei am unteren Ende der spezifischen Kosten pro Leistung liegen, Standorte mit schlechterem Windangebot werden am oberen Ende der genannten Kostenpanne liegen. Beim Tauernwindpark mit seinem ausgesprochen günstigen Windangebot liegen die spezifischen Kosten für die Windkonverter (ohne Netzanschluss) bei der genannten Untergrenze von 880 €/kW [37].

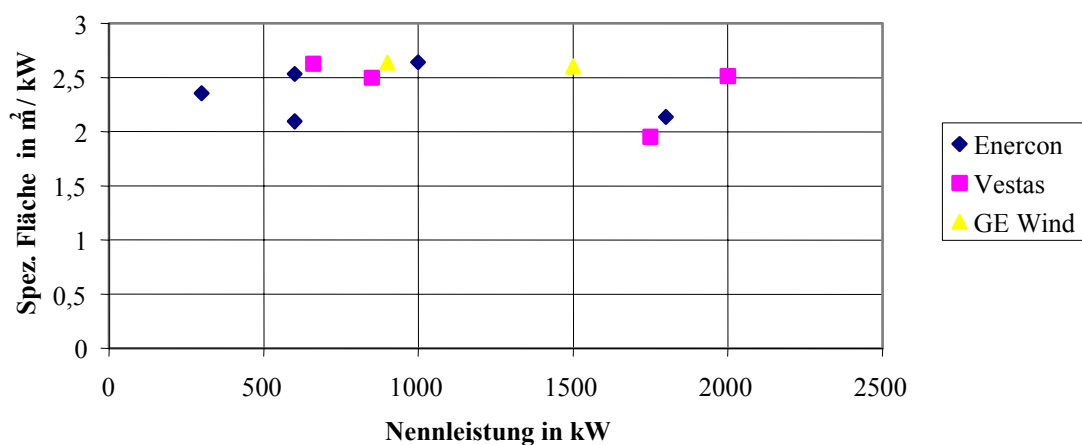


Bild 9.14: Zusammenhang zwischen Bemessungsleistung und Rotorfläche

## Auslegung des Windparks

Maßgebend für die Aufstellung der Konverter in einem zur Verfügung stehenden Gelände sind die zur Vermeidung von gegenseitiger Beeinflussung durch Turbulenzen erforderlichen Abstände der Anlagen untereinander. In [39] wird nach eingehenden Untersuchungen geschlossen, dass hierzu ein Mindestabstand gleich dem Fünffachen des Rotordurchmessers erforderlich ist. In der Praxis sind, insbesondere bei Aufstellung in mehreren Reihen auch größere Abstände üblich. In Österreich wird der achtfache Rotordurchmesser als Abstand gefordert.

Die erforderliche Grundfläche eines Windparks mit N Konvertern bestimmt sich danach zu:

$$A \approx n_1 \cdot n_2 \cdot d^2 = N \cdot d^2 = 64 \cdot N \cdot D^2$$

Da die Bemessungsleistung der Windenergieanlagen in etwa proportional der Rotorfläche ist, also ebenfalls quadratisch vom Rotordurchmesser D abhängt, ist die benötigte Grundfläche eines Windparks unabhängig von der Einheitsleistung der eingesetzten Konverter. Allerdings fallen bei höheren Einheitsleistungen weniger Standorte und dadurch Vorteile in der Infrastruktur an.

## Infrastruktur

Die Infrastruktur besteht hauptsächlich aus dem Bau der Zufahrtswege. Der Einfluss der Konverter-Einheitsleistung auf die Kosten besteht in der vom Transportgewicht abhängigen Belastbarkeit der Zufahrtswege. Die Längen der Wege innerhalb des Windparks lassen sich nach Bild 9.15 zu

$$L_S = [(n_2 - 1) + n_2 \cdot (n_1 - 1)] \cdot d$$

bestimmen. Unter der Annahme einer quadratischen Anordnung der Konverter, d.h.  $n_1 = n_2$  und bei Berücksichtigung dass  $n_1 \cdot n_2$  gleich der Gesamtzahl der Konverter N im Park ist, wird

$$L_S = (N - 1) \cdot d$$

Die Länge ist also proportional der Windparkleistung geteilt durch die Konverter-Einheitsleistung.

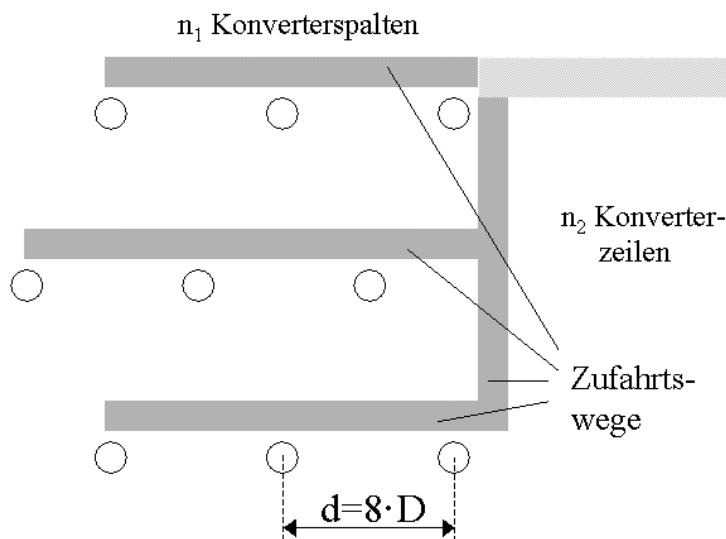


Bild 9.15: Beispiel einer möglichen Anordnung der Windenergiekonverter in einem Windpark

Die Kosten der Zufahrtswege können mit etwa 60.000,- € pro km angesetzt werden. Für einen Windpark mit 16 Anlagen ergeben sich bei einem Abstand von 560 m zwischen den Einzelanlagen innerhalb des Windparks etwa 8,5 km Zufahrtsweg entsprechend einem Investitionsvolumen von rund 500.000,- €. Die Vergleichswerte des Tauernwindparks mit nur 11 Anlagen betragen wegen des hier zusätzlich erforderlichen Ausbaus einer vorhandenen Höhenstraße 605.000 € [37].

## Netzanschlusskosten

Alle im folgenden genannten Kostendaten beruhen auf Werten aus kürzlich realisierten Windparks oder im Rahmen der vorliegenden Studie eingeholten Angeboten einschlägiger Anbieter und berücksichtigen daher den aktuellen Stand.

Grundsätzlich ist es wirtschaftlich günstig, Standardprodukte der Energieversorgung einzusetzen, da hierfür auf dem Markt die günstigsten Kosten erzielt werden können. Solche Standardprodukte sind:

- Schaltanlagen mit Bemessungsströmen von 630 A entsprechend einer Leistungsübertragungsfähigkeit von 20 MVA bei 20 kV
- 20-kV-VPE Kabel mit Aluminiumleiter 150 mm<sup>2</sup> mit einer Strombelastbarkeit von ca. 250 A (abhängig von den Verlegebedingungen) und einer Leistungsübertragungsfähigkeit von ca. 9 MVA

Solange ein Windpark mit diesen Elementen angeschlossen werden kann, ist die tatsächliche Windparkleistung nur über die zu verlegende Länge der Kabel von Einfluss auf die Netzanschlusskosten.

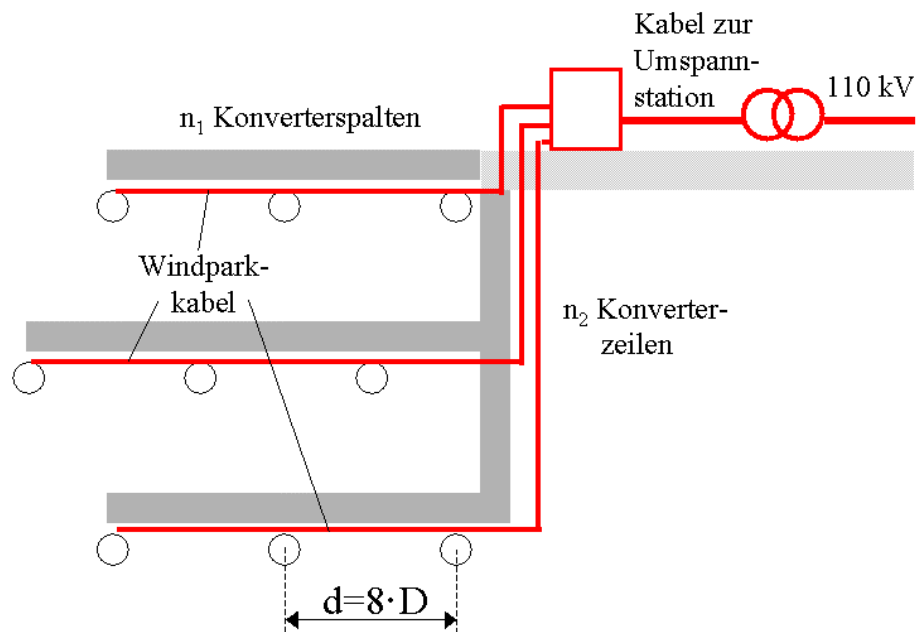


Bild 9.16: Grundsätzliche Ausführung der Kabelwege

Eine Windparkanlage besteht aus:

- **Verbindungskabeln zu den WEA**

Solange dies technisch möglich ist, sollte man sie aus Standardkabeln VPE 150 mm<sup>2</sup> ausführen. Mit der dann gegebenen Übertragungsfähigkeit können 9 MVA Windparkleistung, also z. B. 5 Anlagen mit je 1,8 MW,  $\cos\varphi=1$ , angeschlossen werden. Die benötigte Kabellänge ist dann:

$$L_K \approx n_2 \cdot d \cdot (n_1 - 1) + \frac{1}{2} n_2^2 \cdot d$$

wobei der Abstand  $d$  wiederum das achtfache des Rotordurchmessers beträgt. So könnte man z. B. einen Windpark bestehend aus 16 Konvertern mit je 1,8 MW,  $\cos \varphi > 0,9$ , in vier Gruppen zu je vier Anlagen an die Schaltanlage anschließen. Der Abstand der Anlagen wäre  $d = 560$  m bei einem Rotordurchmesser von 70 m. Hierfür wäre dann für das Windparknetz eine Kabellänge von gut 11 km erforderlich. Bei günstigen Bodenverhältnissen ergibt sich nach Tabelle 9.3 ein Investitionsvolumen von gut 400.000,- €.

Hinzu kämen 24 Satz Endverschlüsse zu je 500,- € einschließlich Montage, entsprechend 12.000,- €, ein Betrag, der innerhalb der Verhandlungsspanne für die Kabel liegt.

Spannungsebene	Querschnitt mm <sup>2</sup>	Kosten €/km System
20 kV	150 Al	22.000,-
	240 Al	26.000,-
	300 Al	29.000,-
	150 Cu	24.000,-
	240 Cu	29.000,-
	300 Cu	33.000,-
30 kV	150 Al	39.000,-
	240 Al	45.000,-
	300 Al	49.000,-
	150 Cu	41.000,-
	240 Cu	49.000,-
	300 Cu	53.000,-

Tabelle 9.3: Richtwerte für Kabelkosten einschließlich Garniturenmontage

Unter Berücksichtigung der Tatsachen, dass bei näherungsweise quadratischer Anordnung der Konverter (vgl. Bild 9.15)  $n_1 = n_2$  ist und dass  $n_1 \cdot n_2$  gleich der Gesamtzahl der Konverter  $N$  im Park ist, wird

$$L_K \approx \frac{3}{2} N \cdot d$$

Da der Abstand  $d$  proportional mit dem Rotordurchmesser wächst, ist die Kabellänge in etwa proportional zur Anzahl der Konverter und zur Wurzel aus der Leistung eines Converters. Sie steigt somit weniger als linear mit der Windparkleistung an.

- **Schaltanlage**

Die Wahl der Schaltanlage hängt von den Betriebsanforderungen des jeweiligen Betreibers ab. In der Regel werden jedoch Anlagen mit einer Sammelschiene eingesetzt, da ein Ausfall dieser Sammelschiene selten ist und eine dadurch verursachte Nichtverfügbarkeit gegenüber der windbedingten Nichtverfügbarkeit vernachlässigt werden kann.

Die Einzelanlagen schalten im Fehlerfall innerhalb der Anlage über ihren Spannungsrückgangsschutz ab. Es genügt daher in der Regel ein Leistungsschalter im Netzabgang der Anlage, der den Kurzschlussstrom vom Netz bei Fehlern in der Anlage ausschaltet. Die Abgänge zu den WEA kön-



nen als Lasttrennschalterabgänge mit einem Sammelschientrenner ohne Stromwandler ausgebildet werden.

Stromwandler befinden sich im Netzabgang. Sie haben eine Schutzwicklung für die Kurzschlussstromabschaltung und für den Fall der Energieabrechnung in der Anlage eine Messwicklung. Hinzu kommt ein Messfeld mit Spannungswandlern.

Für solch einfache Anlagen können die folgenden Kosten zugrunde gelegt werden, wobei die angegebenen Kosten für 20-kV-Anlagen gelten und sich auf die Mindestausstattung eines Windparks beziehen. Jeder Zusatz wie Fernsteuerbarkeit oder Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit durch Redundanz erhöht die angegebenen Kosten. Für 30-kV-Anlagen sind etwa die doppelten Kosten anzusetzen..

Für Anlagen mit Bemessungsströmen von 630 A (entsprechend Windparkleistungen bis 21,8 MVA bei einem 20-kV-Netz):

- Abgangsfeld zu den WEA: 8.000,- € pro Feld
- Messfeld und Schutz 10.000,- €
- Abgangsfeld zum Netz: 20.000,- €
- Gebäude mit Einrichtungen: 25.000,- €

Für Anlagen mit Bemessungsströmen von 1000 A (entsprechend Windparkleistungen bis 34,6 MVA bei einem 20-kV-Netz):

- Abgangsfeld zu den WEA: 12.000,- € pro Feld
- Messfeld und Schutz 10.000,- €
- Abgangsfeld zum Netz: 30.000,- €
- Gebäude mit Einrichtungen: 25.000,- €

Für eine 20-kV-Schaltanlage mit den schon oben betrachteten 16 Einzelanlagen werden benötigt

- 4 Abgangsfelder zu den WEA, 630 A: 32.000,- €
- Meßfeld: 10.000,- €
- 1 Abgangsfeld zum Netz, 1000 A: 30.000,- €
- Gebäude mit Einrichtungen: 25.000,- €
- Gesamtschaltanlage: 97.000,- €

#### • Verbindung zum Netzanschlusspunkt

Die spezifischen Kosten für die Verbindung von der Schaltanlage des Windparks zu dem vorgesehenen Netzanschlusspunkt hängen von der zu übertragenden Leistung ab. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im gleichen Graben verlegte Kabel wegen der gegenseitigen Erwärmung eine geringere Stromtragfähigkeit haben als getrennt verlegte Kabel. Zwei parallele Kabel können also weniger Leistung als das doppelte der Einzelleitung übertragen. Trotz dieses Nachteils wird die Parallelverlegung im gleichen Graben aufgrund der Schwierigkeit, getrennte Trassen zu finden generell gewählt.

Die Kosten für die Verbindungskabel setzen sich zusammen aus den Kosten für die Kabel einschließlich deren Verlegung und die Kosten für die Erstellung und Rückfüllung der Kabelgräben.

Als Richtwerte kann man für die Kabelkosten die in Tabelle 9.3 wiedergegebenen Kosten zugrunde legen. Dabei wurde berücksichtigt, dass die niedrigsten spezifischen Kosten für Standardkabel, 20 kV, 150 mm<sup>2</sup> oder 240 mm<sup>2</sup>, erzielt werden können. Kabel, die diesem Standardtyp nicht entsprechen und nach Bestellung gefertigt werden, haben einen entsprechenden Aufschlag.

Die Kosten für die Garnituren und deren Montage liegen bei etwa 1000,- € pro Verbindung. Sie können in Anbetracht der Unsicherheit in den Kosten für die Kabel selbst außer Acht gelassen werden.

Schwierig abzuschätzen sind die Kosten für die Kabelverlegung. Sie hängen sehr von der Bodenbeschaffenheit ab und können nur fallweise bestimmt werden. Nach den Erfahrungen liegen die Kosten im Bereich:

- Ackerland: 20.000,- € pro km  
(falls Einpflügen möglich: Reduktion auf 15.000,- € pro km)
- steiniges Gelände: 40.000,- € pro km

Bei Sonderbedingungen können sich die Kosten noch erhöhen.

Die Kosten gelten für eine Standardbreite von 40 cm für gebündelte Verlegung. Bei Mehrfachsystemen im gleichen Graben ist die Breite um jeweils 10 cm zu vergrößern, und die Verlegungskosten sind proportional zu erhöhen.

Ein mit der thermischen Grenzleistung belastetes 20-kV-Kabel hat Verluste von etwa 0,5 % pro km Länge. Dies bedeutet, dass sich die effektive Windparkleistung bei Volllast um etwa 0,5 % pro km Kabellänge verringert, also z. B. die Leistung eines 10-MW-Parks um 50 kW pro km. Diese Verluste verringern sich bei Betrieb der WEA unterhalb Volllast quadratisch, und die Gesamtverluste eines Jahres liegen etwa bei der Hälfte des für Volllast und Volllaststunden gerechneten Werts. Der so bewertete Leistungsverlust einer WEA verringert sich demnach um 0,25 % pro km Kabel. Für den 10-MW-Windpark entspricht dies bei mittleren Anlagekosten von 1.000,- €/kW einem Werteverlust der Anlage von 25.000,- €/km, also in etwa gleich der Investitionssumme für das Kabel selbst.

Größere Kabelquerschnitte oder die Verwendung von Mehrfachsystemen verringern die Verluste, erhöhen aber die Kosten für das Kabel. Es ergibt sich damit eine Optimierungsaufgabe für die Kosten der Kabel und die Kosten der Kabelverluste. Tabelle 9.4 und Bild 9.17 zeigen die Ergebnisse einer solchen Optimierung für drei Windparkleistungen

Ab einer Windparkleistung von etwa 20 MW oder darüber wird eine 30-kV-Kabelverbindung wirtschaftlich günstiger. Die Kosten für 30 kV liegen um etwa 20.000,- € pro km unter denen bei 20 kV, wobei bei Leistungen über 20 MW in 20-kV-Mehrfachsystemen evtl. sogar getrennte Kabelgräben benötigt werden.

Windparkleistung	20-kV-Kabel [€/km]	30-kV-Kabel [€/km]
10 MW	49.000	59.000
20 MW	84.000	69.000
40 MW	150.000	131.000

*Tabelle 9.4 Spezifische Kosten der Kabelverbindungen zwischen Windpark und Netzanschlusspunkt einschließlich Erdarbeiten für günstige Verlegungsbedingungen*

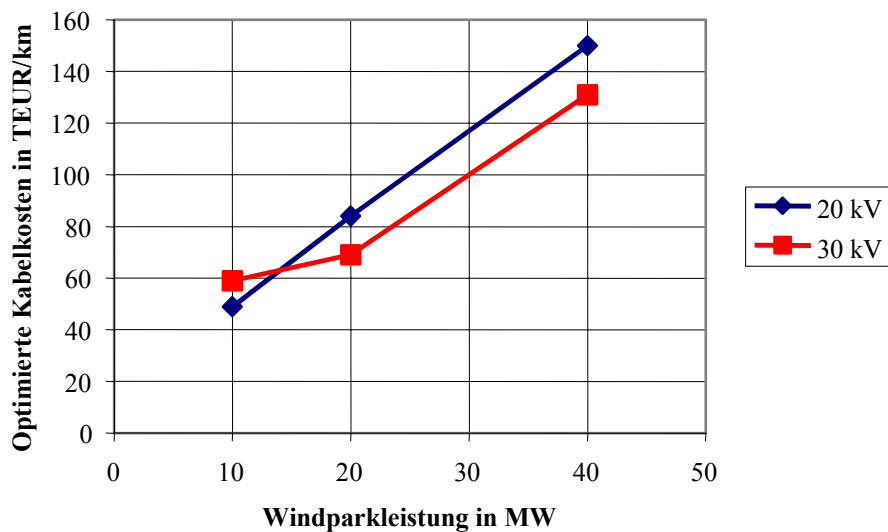


Bild 9.17: Spezifische Kosten der Kabelverbindungen zwischen Windpark und Netzanschlusspunkt einschließlich Erdarbeiten für günstige Verlegungsbedingungen

- **Netzanschluss**

Die Kosten für den Anschluss an das Netz hängen (unter Voraussetzung freier Netzkapazitäten) von den drei Varianten gem. Abschnitt 9.2.1 ab.

**Variante A: Anschluss an eine bestehende Leitung der öffentlichen Versorgung**

Die Kosten sind lediglich durch die Anforderungen des Netzbetreibers an den Anschluss bestimmt. In der Regel sollte mit einer Trennung des Anschlusskabels vom übrigen Netz durch einen Leitungstrenner oder eine kleine Station gerechnet werden.

Kosten: 30.000,- €

**Variante B: Anschluss an eine vorhandene Sammelschiene der öffentlichen Versorgung**

Die Kosten sind bestimmt durch ein zusätzliches Schaltfeld in der Schaltanlage, einschließlich Stromwandler und Kurzschlusschutz des Windparkabgangs. Hinzu kommen die notwendigen Umbauten innerhalb der Schaltanlage, sofern nicht ein geeignetes Reservefeld zur Verfügung gestellt werden kann.

Kosten: 70.000,- €

**Variante C: Anschluss an das 110-kV-Netz**

Dieser Anschluss macht ein komplettes 110-kV-Feld mit 110/MS-Transformator erforderlich. Das 110-kV-Feld muss mit Leitungstrenner, Leistungsschalter, Stromwandler und Spannungs-

wandler für die Energieabrechnung versehen sein. Die Kosten für das Schaltfeld liegen nahezu unabhängig von der Leistung bei 370.000,- €.

Die Kosten für den Transformator sind aus den spezifischen Kosten von 12.000,- pro MVA abschätzbar.

Die angegebenen Kosten sind Mindestkosten, die wesentlich höher werden können, wenn Zusatzanforderungen z. B. an die Verfügbarkeit der Anlage gestellt und der Netzanschluss redundant ausgeführt wird. Beim Tauernwind-Projekt waren die Netzanschlusskosten aufgrund der örtlichen Gegebenheiten – der Anschluss der 30-kV-Station an die nächstgelegene 110-kV-Station erforderte eine mehr als 20 km lange Kabelverlegung in schwierigem Gelände – ausgesprochen hoch. Inklusive des Windparknetzes betragen die Kosten für den Netzanschluss hier mehr als 3,9 Mio. € und damit etwa 23% der Konverterkosten [37].

## Planungskosten

Die Kosten für Planung und Bauleitung beinhalten

- Windgutachten
- Planung der WEA-Aufstellung und Infrastruktur
- Planung der elektrischen Anlagen
- Sicherung der Finanzierung
- Bauleitung und Abnahme

Sie hängen stark von der Komplexität der Aufgabe ab und sind nur zum Teil von der Anlagengröße abhängig. Sie sind gegenüber den Anlagekosten gering und liegen bei kleinen Anlagen bei etwa 5 % der Anlagenkosten und dürften für große auf ca. 2 % der Anlagenkosten fallen. Die Betreiber des Windparks Tauernwind (19,25 MW) beziffern die Kosten für die Planung und Bauleitung auf 2,4 % der Anlagenkosten [37].

## Nebenkosten

Die Nebenkosten beinhalten Kosten, die von den Eigentumsverhältnissen des von einer Windenergieanlage beeinflussten Geländes abhängen. Sie beinhalten

- Ablösung von Rechten und Dienstbarkeiten
- Baugenehmigungen
- Anwaltskosten
- Sonstige

Sie können von sehr geringen Beträgen, wenn der WEA-Betreiber Eigentümer des gesamten betroffenen Geländes ist, bis hin zu beträchtlichen Beträgen variieren, wenn eine Vielzahl von Grundstückseigentümern involviert ist. Sie liegen üblicherweise zwischen 2 % und 8 % der Errichtungskosten mit einem Mittelwert von 5 %. Beim Tauernwindpark lagen auch die Nebenkosten am oberen genannten Limit von 8 % der Gesamtkosten.

### **Gesamtkosten**

Die insgesamt entstehenden Anlagenkosten hängen im wesentlichen von dem Winddargebot des Windpark-Standorts, des sich daraus als günstig ergebenden Konvertertyps und der Lage des Standorts zum Netzanschlusspunkt ab. Ausgehend vom Winddargebot am Standort ergibt sich damit ein Streubereich der Konverterkosten für den jeweils wirtschaftlich optimalen WEA-Typ, der von rund 880 €/kW (günstiger Standort) bis 1.100 €/kW (ungünstiger Standort) reicht. Zur Bestimmung der ebenfalls mit dem Standort variierenden Anschluss- und Nebenkosten wurden die in Tabelle 9.5 wiedergegebenen Bedingungen angesetzt. Mit diesen Annahmen lassen sich die unteren und oberen Kostengrenzen sowie ein typischer „Mittelwert“ errechnen.

Tabelle 9.6 und Bild 9.18 zeigen die Anlagenkosten inklusive Windparknetz und Zufahrtswegen, jedoch ohne Planungs- und Nebenkosten für die in Tabelle 9.5 angegebenen Bedingungen für den Anschluss des Windparks an eine bestehende Sammelschiene. Die Streuung ist hauptsächlich durch die Streuung der Konverterkosten bestimmt. Die Länge der Kabelverbindung zum Netzanschlusspunkt wird von diesem großen Streubereich überdeckt, obwohl die Differenz zwischen kürzester und längster Verbindung bis zu 1,4 Mio. € beträgt.

Bedingung	Kosten		
	Minimum	Mittel	Maximum
Spezifische Konverterkosten in €/kW	880	1000	1100
Länge des Verbindungskabels zum Netzanschlusspunkt in km	2	5	10
Nebenkosten in % der Anlagenkosten	2	5	8

Tabelle 9.5: Zusammenstellung der Bedingungen für die Bestimmung der Gesamtkosten

Windparkleistung	Kosten		
	Minimum	Mittel	Maximum
10 MW	9,3 Mio. €	10,6 Mio. €	11,9 Mio. €
20 MW	18,4 Mio. €	21,0 Mio. €	23,3 Mio. €
30 MW	27,6 Mio. €	31,6 Mio. €	35,2 Mio. €
40 MW	36,8 Mio. €	42,0 Mio. €	46,8 Mio. €

Tabelle 9.6 Anlagenkosten inkl. Windparknetz und Zufahrtswege ohne Planungs- und Nebenkosten bei Anschluss des Windparks an eine bestehende 20-kV-Sammelschiene

Die Kosten für den Netzanschluss an eine bestehende 30-kV-Sammelschiene unterscheiden sich nur wenig, da sich die höheren Kosten des Windparkkabelnetzes und der Schaltanlagen mit den etwas niedrigeren Kosten der Netzanschlusskabel aufheben.

In keinem Fall ist es kostengünstiger, das Windparknetz und die Netzverbindung in 30 kV auszuführen und über einen Transformator an eine 20-kV-Sammelschiene anzuschließen. Die Spannungsebene der vorhandenen Mittelspannungsstation bestimmt bei dieser Anschlussart die Spannungsebene des Windparknetzes.

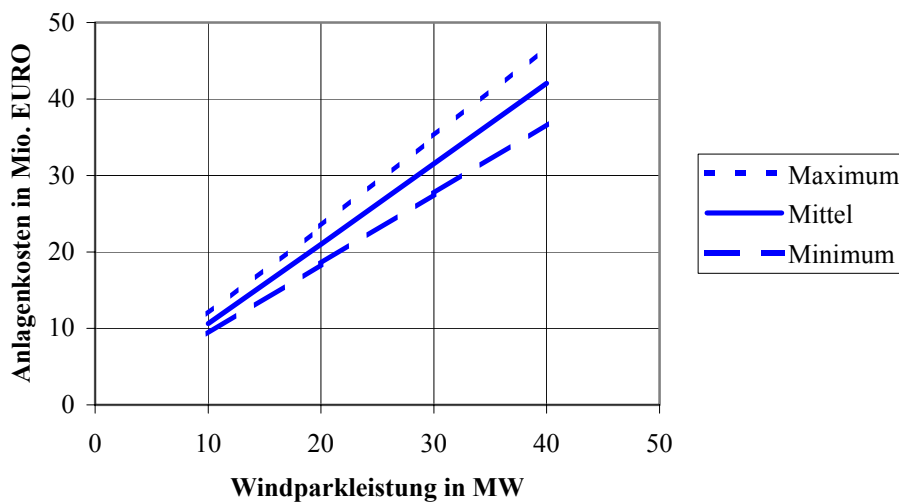


Bild 9.18: Anlagenkosten inkl. Windparknetz und Zufahrtswege ohne Planungs- und Nebenkosten bei Anschluss des Windparks an eine bestehende 20-kV-Sammelschiene

Tabelle 9.7 und Bild 9.19 zeigen die Anlagenkosten inklusive Windparknetz und Zufahrtswege, aber ohne Planungs- und Nebenkosten bei Anschluss an das 110-kV-Netz. Sie sind um 400 bis 800 T€ höher als bei Anschluss an ein bestehendes Mittelspannungsnetz. Für das Tauernwind-Projekt lagen die Vergleichskosten bei einer Windparkleistung von knapp 20 MW bei 21,43 Mio. € [37]. Den günstigen Konverterkosten stehen hier hohe Kosten für Netzanschluss und Infrastruktur gegenüber, so dass sich in der Summe in etwa der ermittelte Mittelwert ergab.

Windparkleistung	Kosten		
	Minimum	Mittel	Maximum
10 MW	9,7 Mio. €	11,2 Mio. €	12,3 Mio. €
20 MW	19,0 Mio. €	21,7 Mio. €	23,9 Mio. €
30 MW	28,3 Mio. €	32,3 Mio. €	35,8 Mio. €
40 MW	37,5 Mio. €	42,8 Mio. €	47,6 Mio. €

Tabelle 9.7 Anlagenkosten inkl. Windparknetz und Zufahrtswege ohne Planungs- und Nebenkosten bei Anschluss des Windparks an das 110-kV-Netz

Es hat sich aus der Kostenanalyse ergeben, dass ab einer bestimmten Kabellänge die Ausführung der Kabelverbindung zum Netzanschlusspunkt des Windparknetzes mit 30 kV kostengünstiger ist als die mit 20 kV. Die sich ergebenden Längen sind in Bild 9.20 angegeben. Bei kürzeren Längen überwiegen die für 30 kV höheren Kosten für Anlagen innerhalb des Windparks stets die durch Verluste auf der Netzanschlussverbindung entstehenden Kosten. Es soll bemerkt werden, dass die Verluste auf den



10 km langen Kabelverbindungen bereits bei den 40-MW-Windparks 400 kW bezogen auf die Volllaststunden betragen, also bei einer Annahme von 2.000 Volllaststunden pro Jahr den jährlichen Ertrag um etwa 800.000 kWh entsprechend ca. 60.000 € mindern. Beim Tauernwindpark wurde die schon erwähnte mehr als 20 km lange Strecke zur 110-kV-Station mit einem 30-kV-Kabel ausgeführt [37].

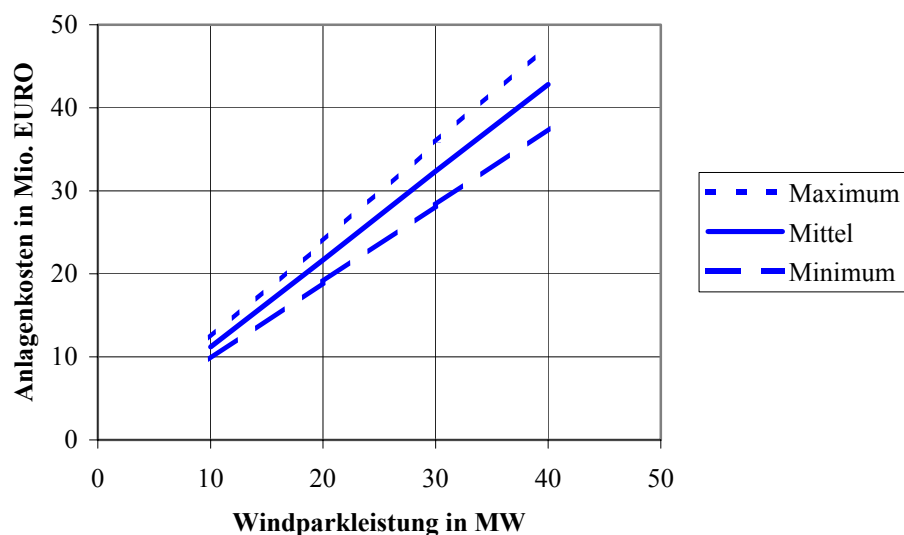


Bild 9.19: Anlagenkosten inkl. Windparknetz und Zufahrtswege ohne Planungs- und Nebenkosten bei Anschluss des Windparks an das 110-kV-Netz

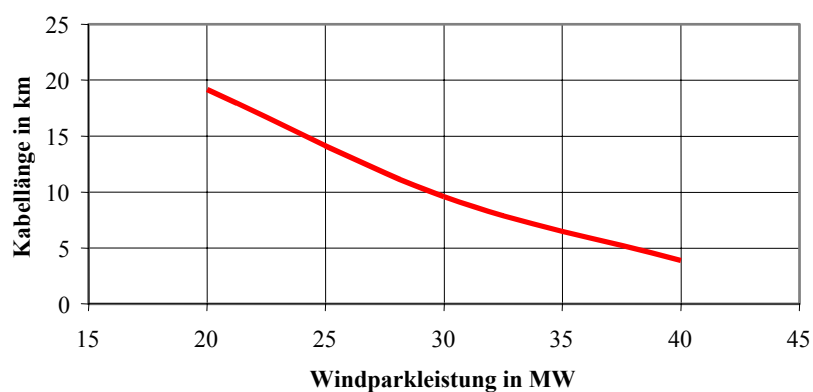


Bild 9.20: Kabellänge, ab welcher die Ausführung der Anlagen mit 30 kV kostengünstiger ist als mit 20 kV

Abschließend sind in Tabelle 9.8 und Tabelle 9.9 bzw. in Bild 9.21 und Bild 9.22 die Gesamtkosten einschließlich Planung (Annahmen: 2 % der Anlagenkosten ab 30 MW Windparkleistung, 2,5 % bei 20 MW, 4 % bei 10 MW) und Nebenkosten (Annahme 2 % bis 8 % der Gesamtkosten, siehe Tabelle

9.5) für die beiden Varianten angegeben. Die Unterschiede zwischen den beiden Netzanschlussvarianten sind nahezu vernachlässigbar.

Windparkleistung	Kosten		
	Minimum	Mittel	Maximum
10 MW	9,9 Mio. €	11,6 Mio. €	13,4 Mio. €
20 MW	19,3 Mio. €	22,6 Mio. €	25,9 Mio. €
30 MW	28,7 Mio. €	33,8 Mio. €	38,7 Mio. €
40 MW	38,3 Mio. €	45,0 Mio. €	51,6 Mio. €

Tabelle 9.8 Gesamtkosten bei Anschluss des Windparks an eine bestehende 20-kV-Sammelschiene des Umspannwerks

Windparkleistung	Kosten		
	Minimum	Mittel	Maximum
10 MW	10,3 Mio. €	12,2 Mio. €	13,8 Mio. €
20 MW	19,9 Mio. €	23,3 Mio. €	26,5 Mio. €
30 MW	29,4 Mio. €	34,6 Mio. €	39,5 Mio. €
40 MW	39,1 Mio. €	45,9 Mio. €	52,5 Mio. €

Tabelle 9.9 Gesamtkosten bei Anschluss des Windparks an das 110-kV-Netz

Die Gesamtinvestitionskosten für den Tauernwindpark werden mit 23,86 Mio. € beziffert [37], was nach Tabelle 9.9 nur wenig über den mittleren Kosten für einen 20-MW-Windpark liegt. Dies mag angesichts des ungewöhnlichen und hinsichtlich der Zuwegung und des Netzanschlusses schwierigen Standorts dieses Windparks zunächst überraschen. Wie oben bereits ausgeführt, überwiegen aber stets die Konverterkosten, deren spezifische Höhe bei günstigem Winddargebot (der auf einem Höhenrücken der Niederen Tauern gewählte Standort ist hinsichtlich seines Winddargebots mit der deutschen Nordseeküste vergleichbar) niedrig ist und somit zu moderaten Gesamtkosten führt.

Bezieht man die ermittelten Gesamtkosten auf die installierten Leistungen, so ergeben sich spezifische Kosten zwischen 957 und 1384 €/kW. Die errechneten Mittelwerte liegen praktisch unabhängig von Netzanschluss und Windparkgröße bei rund 1175 €/kW. Die Deutsche Windenergie-Institut GmbH hat in einer Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 in Deutschland die spezifischen Projektgesamtkosten aus einer umfassenden Umfrage ermittelt [53]. Dabei kommt sie zu dem Ergebnis, dass die spezifi-

schen Investitionswerte bei hoher Streuung in einem Bereich von 800 bis 1600 €/kW liegen, bei einem Mittelwert von etwa 1100 €/kW. Dabei zeigt sich ein Anstieg der spezifischen Kosten mit den erreichten Volllaststunden. Bei einer Auslegung der Windparks für 2.000 Volllaststunden pro Jahr erreichen die aus der Umfrage ermittelten spezifischen Kosten von etwa 950 €/kW bis etwa 1350 €/kW und sind damit praktisch identisch mit den von uns rechnerisch ermittelten.

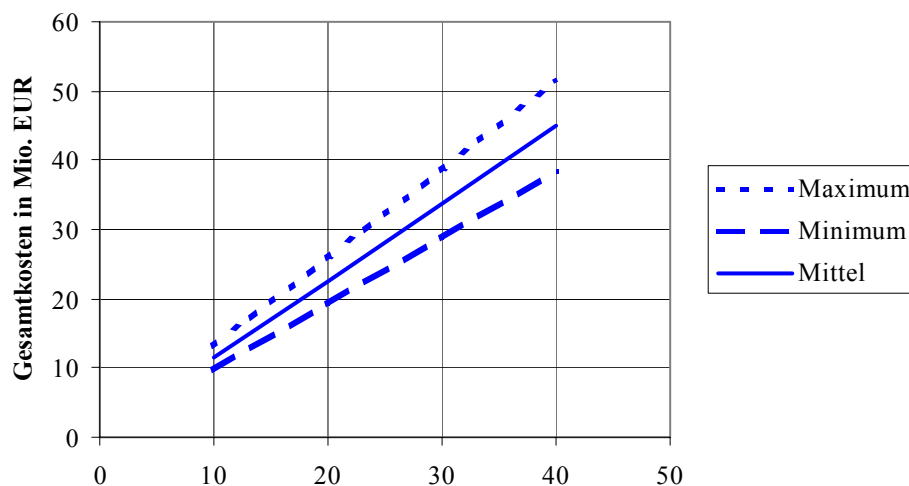


Bild 9.21: Gesamtkosten bei Anschluss des Windparks an eine bestehende 20-kV-Sammelschiene des Umspannwerks

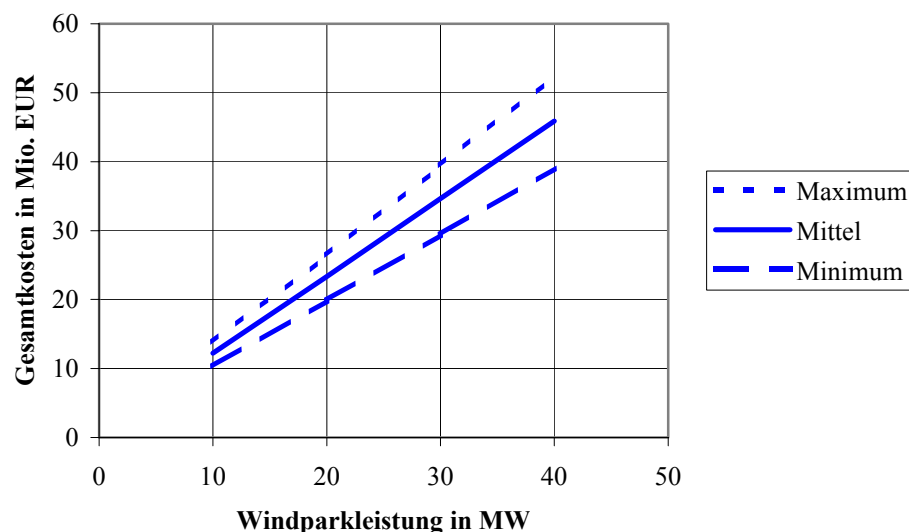


Bild 9.22: Gesamtkosten bei Anschluss des Windparks an das 110-kV-Netz

### 9.3.3 Betriebskosten

Zu den Betriebskosten bei Windparks zählen

- Kosten für Wartung und Instandhaltung der WEA,
- Grundstückskosten bzw. Flächenpacht,
- Versicherungskosten,
- Geschäftsführungs- und Steuerberatungskosten,
- Strombezugskosten sowie
- „Sonstige Kosten“ unter denen Personalkosten, Beiträge zu Verbänden und Kammern, Rechtsberatung, Bürokosten usw. zusammengefasst werden.

Nach [53] verursachen die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung durchschnittlich 26 % der Betriebskosten; mit je etwa einem Fünftel der Betriebskosten fallen Geschäftsführungs- und Steuerberatungskosten (durchschnittlich 21 %) und Grundstücks- bzw. Pachtkosten (18 %) ins Gewicht. Weitere wesentliche Anteile an den Betriebskosten stellen die Sonstigen Kosten mit durchschnittlich 17 % und Versicherungskosten mit durchschnittlich 13 % dar. Die Strombezugskosten bilden mit 5% den geringsten Anteil.

In [53] wird dabei eine Zunahme der Summe der Betriebskosten über die Betriebsjahre festgestellt. So liegen die durchschnittlich ermittelten Aufwendungen für den Betrieb im ersten Jahr noch bei 2 %, im sechsten Betriebsjahr hingegen schon bei 4,8 % der WEA-Anschaffungskosten, die hier mit 895 €/kW (nur Konverter) angenommen wurden. Bezogen auf die installierte Leistung entspricht dies Betriebskosten, die von 18 €/kW im ersten Betriebsjahr auf 43 €/kW im sechsten Betriebsjahr ansteigen. Verursacht wird dies vor allem durch einen Anstieg bei Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Versicherungskosten. Die Zunahme der Betriebskosten in den Anfangsjahren ist im wesentlichen auf die auslaufenden Garantieleistungen zurückzuführen, so ist im fünften und sechsten Betriebsjahr eine gewisse Konvergenz der Kostenverläufe zu beobachten [53].

Die genannten Zahlen decken sich mit den in [54] beschriebenen Erfahrungen, nach denen die Betriebskosten nach Ablauf der Garantiezeit auf einen Wert von 4 bis 4,5 % der WEA-Investitionskosten steigen, wobei sich diese Angaben auf den jeweiligen Preis der WEA zum Kaufzeitpunkt beziehen. Setzt man hierfür, wie von uns im Abschnitt 9.3.2 getan, einen mittleren spezifischen Preis von 1000 €/kW an, so entspricht dies bezogenen jährlichen Betriebskosten von 40 bis 45 €/kW nach Ablauf der Garantiezeit.

In den genannten Werten für die Betriebskosten sind noch nicht die notwendigen Ersatzinvestitionen für Hauptkomponenten enthalten, die in der Regel etwa ab dem fünften bis zehnten Betriebsjahr erstmals erforderlich werden. Über einen 20-jährigen Betriebszeitraum ermittelt [53] die mit Instandsetzung und Austausch verbundenen Kosten mit insgesamt 130 bis 850 €/kW mit einem Mittelwert von 490 €/kW, das heißt etwa 25 €/kW jährlich. Der reale Aufwand kann sehr stark durch den WEA-Typ (mit oder ohne Getriebe, Stall- oder Pitchregelung) beeinflusst werden. Darüber hinaus bezieht sich diese Aussage auf eine Gesamtsicht über alle WEA mit einem Schwerpunkt in der 500- bis 750-kW-Klasse, da hier die größten Erfahrungen bestehen [53]. Erfahrungen mit der Megawattklasse müssen noch abgewartet werden, es wird aber eine Verringerung der Kosten für Instandsetzungen und Ersatzinvestitionen erhofft.

Für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wird in [54] empfohlen, innerhalb der Garantiezeit von ca. 2,5 % Betriebskosten (entsprechend spezifischen Kosten von 25 €/kW) auszugehen, die danach auf 4 % (40 €/kW) steigen und dann einer jährlichen Steigerungsrate von 3 % ausgesetzt sind. Aufgrund der Alterung der Maschine wird empfohlen, nach dem zehnten Betriebsjahr die Betriebskosten um nochmals 30 % zu erhöhen. Über eine angenommene Lebensdauer von 20 Jahren führt dies, nicht inflationsbereinigt, zu Gesamt-Betriebskosten von 1115 €/kW oder durchschnittlichen jährlichen spezifischen Betriebskosten von rund 56 €/kW. Bei einer Betriebsdauer von nur 13 Jahren (in Österreich garantierter Zeitraum der Einspeisevergütung) reduzieren sich diese Kosten auf insgesamt 579 €/kW bzw. knapp 45 €/kW jährlich im Durchschnitt über diesen Zeitraum.

Zum Vergleich: Die Betreiber des Tauernwindparks kalkulieren mit jährlichen Betriebskosten von 878.650 € [37], dies entspricht spezifischen jährlichen Betriebskosten von 45,60 €/kW.

### 9.3.4 Einspeisevergütung und Wirtschaftlichkeit

In diesem Abschnitt sollen die österreichischen Einspeisetarife für Strom aus WEA daraufhin untersucht werden, inwieweit hiermit ein wirtschaftlicher Betrieb von Windparks ermöglicht wird. Dabei wird auf Basis der Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen festgesetzt werden [8], von einer Vergütung der Einspeisung mit 7,8 Cent pro kWh ausgegangen. Diese findet auf alle Windparks Anwendung, die seit dem 1. Jänner 2003 erstellt wurden und solche, für die bis zum 31.12.2004 alle Genehmigungen vorliegen. Die Tarife werden für 13 Jahre garantiert.

Es sei darauf hingewiesen, dass pauschale Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit wie die hier durchgeführte ohne eine Einzeluntersuchung der an den in Frage kommenden Standorten vorhandenen Wind-

dargebote keinen Schluss über den Umfang der integral zu erwartenden Einspeisung aus Windparks zulassen; insbesondere können daraus keine unmittelbaren Schlussfolgerungen über das Erreichen der in [1] formulierten Ziele einer Einspeisung aus regenerativen Energiequellen getroffen werden.

Alle im Folgenden durchgeführten Berechnungen verwenden die in den Abschnitten 9.3.2 und 9.3.3 genannten Werte für Errichtungs- und Betriebskosten.

**Bei den Kostenrechnungen bleiben mögliche Fördergelder bei der Errichtung oder zusätzliche Einnahmen in Form von steuermindernden Effekten durch Abschreibungen unberücksichtigt, die die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen u. U. wesentlich begünstigen können. Des weiteren wird im wesentlichen mit einer konstanten Volllaststundenzahl von 2000 h/a gerechnet. Die folgenden Berechnungen stellen somit untere Abschätzungen der Wirtschaftlichkeit dar. Sollte an günstigen Standorten eine höhere Volllaststundenzahl bei nicht oder nur geringfügig erhöhten Anlagenkosten realisiert werden können, wird auch hierdurch die Wirtschaftlichkeit begünstigt; dem tragen wir durch Sensitivitätsbetrachtungen Rechnung.**

### **Kosten pro kWh bei einer Betriebsdauer von 20 Jahren**

Zunächst sollen die Kosten pro kWh bei einer Betriebsdauer von 20 Jahren errechnet werden. Hierfür sollen folgende Annahmen getroffen werden

- Am Ende der **Betriebsdauer**, d. h. nach **20 Jahren**, sollen die Kosten für Errichtung und Betrieb in vollem Umfang erwirtschaftet worden sein.
- Das eingesetzte Kapital für die Errichtung soll mit einem **kalkulatorischen Zinssatz von 7,45%** verzinst werden.

Diese Annahme wurde in [53] für die Ermittlung der Energieerzeugungskosten getroffen und basiert auf einem Zinssatz für das Fremdkapital von 5,5 % bei einer Eigenkapitalquote von 30 %.

- Die **Betriebskosten** werden gemäß Abschnitt 9.3.3 mit durchschnittlich **jährlich 56 € pro kW installierter Leistung** angesetzt.
- Die betrachteten Windparks erreichen – inklusive der Berücksichtigung der Verfügbarkeit – **2.000 Volllaststunden pro Jahr**; als Sensitivitätsuntersuchung betrachten wir zusätzlich eine Variante mit 2.200 Volllaststunden pro Jahr unter der vereinfachenden Annahme gleichbleibender Investitions- und Betriebskosten.

Somit ergeben sich die Erzeugungskosten pro eingespeister Kilowattstunde  $K_{kWh}$  (in €/kWh) aus dem Quotienten aus jährlichen spezifischen Kosten  $K_a$  (in €/kW·a) und der Benutzungsdauer der Volllast  $T_B$  (in h/a):

$$K_{kWh} = \frac{K_a}{T_B} \quad (9.1)$$

Die hierfür benutzten jährlichen spezifischen Kosten  $K_a$  ergeben sich aus dem Produkts der Annuität  $a$  (in %/a) und der spezifischen Errichtungskosten  $K_E$  (in €/kW), zu welchem die angenommenen jährlichen spezifischen jährlichen Betriebskosten  $K_B$  (in €/kW·a) addiert werden:

$$K_a = a \cdot K_E + K_B \quad (9.2)$$

Die erforderliche Annuität ergibt sich aus dem verwendeten kalkulatorischen Zinssatz  $p$  und der angenommenen Betriebsdauer  $N$  in Jahren:

$$a = \frac{p \cdot (1 + p)^N}{(1 + p)^N - 1} \quad (9.3)$$

Mit den oben genannten Annahmen ergibt sich aus Gleichung (9.3) die Annuität zu 9,77 %/a. Ermittelt man die spezifischen Errichtungskosten aus Tabelle 9.8 bzw. Tabelle 9.9 durch Division der dort gegebenen Gesamtkosten durch die genannten Windparkleistungen, so lassen sich mit Gleichung (9.2) die jährlichen spezifischen Kosten  $K_a$  und daraus mit Gleichung (9.1) schließlich die sich ergebenden Erzeugungskosten pro Kilowattstunde  $K_{kWh}$  errechnen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 9.10 wiedergegeben.

Das Ergebnis legt nahe, dass die gewählte Einspeisevergütung von 7,8 €-Cent pro kWh unter den eingangs getroffenen Annahmen und bei Zahlung der Einspeisevergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren nur für solche Windparks zu voller Kostendeckung führt, die hinsichtlich ihrer Kostenstruktur optimale Verhältnisse aufweisen. Dies sind vor allem Windparks an Standorten mit sehr gutem Windangebot, die zudem günstige Netzanschlussbedingungen aufweisen. Von großer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die erreichbare Volllaststundenzahl, die in dieser Studie einheitlich zu 2000 h/a angesetzt wurde, an günstigen Standorten jedoch deutlich darüber liegen kann, wodurch die spezifischen Erzeugungskosten entsprechend geringer ausfallen können.

Netzanschluss	Windparkleistung	Erzeugungskosten in €-Cent pro kWh		
		Minimum	Mittel	Maximum
Anschluss an bestehende 20-kV-Sammelschiene	10 MW	7,6	8,6	9,3
	20 MW	7,5	8,5	9,1
	30 MW	7,5	8,5	9,1
	40 MW	7,5	8,6	9,1
Anschluss an 110-kV-Netz	10 MW	7,8	8,6	9,6
	20 MW	7,7	8,5	9,3
	30 MW	7,6	8,6	9,2
	40 MW	7,6	8,5	9,2

*Tabelle 9.10 Erzeugungskosten pro Kilowattstunde bei einer Betriebsdauer von 20 Jahren (ohne Berücksichtigung von Fördermitteln bzw. -maßnahmen außer der Einspeisevergütung; 2.000 Volllaststunden pro Jahr)*

Aus der gewählten Spannungsebene des Netzanschlusses ergeben sich hingegen nur marginale Kostenunterschiede. In [53] kommt man bei gleichem kalkulatorischen Zinssatz, 2000 Volllaststunden und einer 20-jährigen Abschreibungsdauer auf mittlere Energieerzeugungskosten von etwa 8,9 €-Cent/kWh, ein Wert, der geringfügig über den hier ermittelten Werten „Mittel“ liegt.

Beispielhaft soll im Folgenden dargestellt werden, welchen Einfluss die Volllaststundenzahl auf die Ergebnisse hat. Gemäß Gleichung (9.1) verhalten sich die Erzeugungskosten pro eingespeister Kilowattstunde umgekehrt proportional zur Volllaststundenzahl, wenn man vereinfachend unterstellt, dass an sehr guten Windstandorten höhere Volllaststundenzahlen bei gleichen Kosten erreicht werden können. Für einen Standort mit 2.200 h/a folgt hieraus z. B. gegenüber der Basisannahme von 2.000 h/a eine Verringerung der Erzeugungskosten pro eingespeister Kilowattstunde um ca. 9 % ( $2.000 / 2.200 = 90,9\%$ ); die sich dann ergebenden Werte sind in Tabelle 9.11 dargestellt.



Netzanschluss	Windparkleistung	Erzeugungskosten in €-Cent pro kWh		
		Minimum	Mittel	Maximum
Anschluss an bestehende 20-kV-Sammelschiene	10 MW	6,9	7,8	8,5
	20 MW	6,8	7,7	8,3
	30 MW	6,8	7,7	8,3
	40 MW	6,8	7,8	8,3
Anschluss an 110-kV-Netz	10 MW	7,1	7,8	8,7
	20 MW	7,0	7,7	8,5
	30 MW	6,9	7,8	8,4
	40 MW	6,9	7,7	8,4

*Tabelle 9.11 Erzeugungskosten pro Kilowattstunde bei einer Betriebsdauer von 20 Jahren (ohne Berücksichtigung von Fördermitteln bzw. -maßnahmen außer der Einspeisevergütung; 2.200 Volllaststunden pro Jahr)*

### Kosten pro kWh bei einer Betriebsdauer von 13 Jahren

Zum Vergleich sollen die Kosten pro kWh bei einer Betriebsdauer von nur 13 Jahren, also entsprechend der derzeit garantierten Einspeisevergütung, errechnet werden. Hierfür sollen folgende Annahmen getroffen werden

- Am Ende der **Betriebsdauer**, d. h. nach **13 Jahren**, sollen die Kosten für die Errichtung und Betrieb in vollem Umfang erwirtschaftet worden sein.
- Das eingesetzte Kapital für die Errichtung soll mit einem **kalkulatorischen Zinssatz von 7,0 %** verzinst werden.

Der gegenüber der vorstehenden Berechnung reduzierte Zinssatz basiert auf der kürzeren Rücklaufzeit des eingesetzten Kapitals.

- Die angenommenen **Betriebskosten** werden gemäß Abschnitt 9.3.3 auf durchschnittlich **jährlich 45 € pro kW installierter Leistung** reduziert.
- Die betrachteten Windparks erreichen – inklusive der Berücksichtigung der Verfügbarkeit – **2.000 Volllaststunden pro Jahr**; als Sensitivitätsuntersuchung betrachten wir zusätzlich eine Variante mit 2.200 Volllaststunden pro Jahr unter der vereinfachenden Annahme gleichbleibender Investitions- und Betriebskosten.

Mit diesen Annahmen ergibt sich aus Gleichung (9.3) die Annuität zu 11,97 %/a. Äquivalent zu oben beschriebener Vorgehensweise lassen sich die sich ergebenden Erzeugungskosten pro Kilowattstunde  $K_{KWh}$  errechnen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 9.12 wiedergegeben.

Netzanschluss	Windparkleistung	Erzeugungskosten in €-Cent pro kWh		
		Minimum	Mittel	Maximum
Anschluss an bestehende 20-kV-Sammelschiene	10 MW	8,2	9,3	10,3
	20 MW	8,0	9,3	10,0
	30 MW	8,0	9,3	10,0
	40 MW	8,0	9,3	10,0
Anschluss an 110-kV-Netz	10 MW	8,4	9,3	10,5
	20 MW	8,2	9,3	10,2
	30 MW	8,1	9,3	10,1
	40 MW	8,1	9,3	10,1

*Tabelle 9.12 Erzeugungskosten pro Kilowattstunde bei einer Betriebsdauer von 13 Jahren (ohne Berücksichtigung von Fördermitteln bzw. -maßnahmen außer der Einspeisevergütung; 2.000 Volllaststunden pro Jahr)*

Das Ergebnis zeigt, dass die garantierte Dauer der Einspeisevergütung von 7,8 €-Cent pro kWh über einen Zeitraum von lediglich 13 Jahren unter den eingangs getroffenen Annahmen einen wirtschaftlichen Betrieb von Windkraftanlagen fraglich erscheinen lässt. Wie oben erwähnt, können zusätzliche Fördergelder oder Steuerminderungen sowie eine über 2000 h/a liegende Volllaststundenzahl jedoch die Wirtschaftlichkeit gewährleisten.

Auch hier soll daher beispielhaft dargestellt werden, welchen Einfluss die Volllaststundenzahl auf die Ergebnisse hat, wenn man vereinfachend unterstellt, dass an sehr guten Windstandorten höhere Volllaststundenzahlen bei gleichen Kosten erreicht werden können. Gemäß Gleichung (9.1) ergibt sich für einen Standort mit 2.200 h/a gegenüber der Basisannahme von 2.000 h/a wiederum eine Verringerung der Erzeugungskosten pro eingespeister Kilowattstunde um ca. 9 %; die sich dann ergebenden Werte sind in Tabelle 9.13 dargestellt.

Netzanschluss	Windparkleistung	Erzeugungskosten in €-Cent pro kWh		
		Minimum	Mittel	Maximum
Anschluss an bestehende 20-kV-Sammelschiene	10 MW	7,5	8,5	9,4
	20 MW	7,3	8,5	9,1
	30 MW	7,3	8,5	9,1
	40 MW	7,3	8,5	9,1
Anschluss an 110-kV-Netz	10 MW	7,6	8,5	9,5
	20 MW	7,5	8,5	9,3
	30 MW	7,4	8,5	9,2
	40 MW	7,4	8,5	9,2

Tabelle 9.13 Erzeugungskosten pro Kilowattstunde bei einer Betriebsdauer von 13 Jahren (ohne Berücksichtigung von Fördermitteln bzw. -maßnahmen außer der Einspeisevergütung; 2.200 Volllaststunden pro Jahr)

### Erreichte Verzinsung bei derzeitiger Einspeisevergütung über 13 Jahre

Nun soll umgekehrt bei vorgegebener Einspeisevergütung die sich einstellende Verzinsung des eingesetzten Kapitals ermittelt werden. Dafür soll zunächst die garantierte Vergütungsdauer von 13 Jahren als Betriebsdauer betrachtet werden:

- Am Ende der **Betriebsdauer**, d. h. nach **13 Jahren**, sollen die Kosten für die Errichtung und Betrieb in vollem Umfang erwirtschaftet worden sein.
- Die eingespeiste Energie wird mit **7,8 €-Cent pro kWh** vergütet.
- Die **Betriebskosten** werden gemäß Abschnitt 9.3.3 mit durchschnittlich **jährlich 45 € pro kW installierter Leistung** angesetzt.
- Die betrachteten Windparks erreichen – inklusive der Berücksichtigung der Verfügbarkeit – **2.000 Volllaststunden pro Jahr**.

Die jährlichen Erlöse pro installiertem kW sind somit zu 156 €/kW·a festgelegt. Davon sind zunächst die Betriebskosten von 45 €/kW·a zu subtrahieren. Der verbleibende Betrag von 111 €/kW·a ist durch die spezifischen Gesamt-Errichtungskosten (Tabelle 9.8 und Tabelle 9.9) zu teilen. Das Ergebnis beschreibt die erreichbare Annuität. Tabelle 9.14 gibt die zugehörigen Zinssätze wieder.

Netzanschluss	Windparkleistung	Spez. Errichtungskosten		
		Minimum	Mittel	Maximum
Anschluss an bestehende 20-kV-Sammelschiene	10 MW	5,9 %	3,0 %	1,1 %
	20 MW	6,3 %	3,1 %	1,6 %
	30 MW	6,5 %	3,1 %	1,6 %
	40 MW	6,5 %	3,1 %	1,6 %
Anschluss an 110-kV-Netz	10 MW	5,2 %	3,0 %	0,6 %
	20 MW	5,8 %	3,1 %	1,3 %
	30 MW	6,0 %	3,0 %	1,4 %
	40 MW	6,1 %	3,1 %	1,4 %

Tabelle 9.14 Zinssatz des eingesetzten Kapitals bei einer Betriebsdauer von 13 Jahren

Es ist zu erkennen, dass die erreichten Zinssätze bei den eingangs getroffenen Annahmen nur unter besten Bedingungen über den für die Fremdkapitalverzinsung angenommenen Zinssatz von 5,5 % steigen, so dass für die Eigenkapitalverzinsung nur in diesen Fällen ein höherer Zinssatz als für die Fremdkapitalverzinsung auftritt. Bei einer Eigenkapitalquote von 30 % können im besten Fall Eigenkapitalverzinsungen von 8,8 % bei einer Laufzeit von 13 Jahren erreicht werden (für Windparks mit minimalen Errichtungskosten, Anschluss an bestehende 20-kV-Sammelschiene und Leistung ab 30 MW). Für den Tauernwindpark ergibt sich über 13 Jahre (ohne Berücksichtigung sonstiger Förderung) eine geschätzte Gesamtkapitalverzinsung von rund 3,0 %.

### Erreichte Verzinsung bei garantierter Einspeisevergütung über 20 Jahre

Abschließend soll bei einer Betriebsdauer von 20 Jahren und einer während dieser Zeit garantierten gleichbleibenden Einspeisevergütung der erreichte Zinssatz berechnet werden:

- Am Ende der **Betriebsdauer**, d. h. nach **20 Jahren**, sollen die Kosten für die Errichtung und Betrieb in vollem Umfang erwirtschaftet worden sein.
- Die eingespeiste Energie wird während des gesamten Zeitraums mit **7,8 €-Cent pro kWh** vergütet.
- Die **Betriebskosten** werden gemäß Abschnitt 9.3.3 mit durchschnittlich **jährlich 56 € pro kW installierter Leistung** angesetzt.
- Die betrachteten Windparks erreichen – inklusive der Berücksichtigung der Verfügbarkeit – **2.000 Volllaststunden pro Jahr**.

Die jährlichen Erlöse pro installiertem kW sind wiederum zu 156 €/kW·a festgelegt. Davon sind die hier höheren Betriebskosten von 56 €/kW·a zu subtrahieren. Der verbleibende Betrag von 100 €/kW·a ist durch die spezifischen Gesamt-Errichtungskosten (Tabelle 9.8 und Tabelle 9.9) zu teilen. Das Ergebnis beschreibt wieder die erreichbare Annuität. Tabelle 9.15 gibt die zugehörigen Zinssätze wieder.

Netzanschluss	Windparkleistung	Spez. Errichtungskosten		
		Minimum	Mittel	Maximum
Anschluss an bestehende 20-kV-Sammelschiene	10 MW	7,9 %	5,7 %	4,2 %
	20 MW	8,2 %	5,7 %	4,6 %
	30 MW	8,3 %	5,7 %	4,6 %
	40 MW	8,4 %	5,7 %	4,6 %
Anschluss an 110-kV-Netz	10 MW	7,3 %	5,6 %	3,8 %
	20 MW	7,9 %	5,7 %	4,3 %
	30 MW	8,0 %	5,7 %	4,4 %
	40 MW	8,1 %	5,7 %	4,4 %

Tabelle 9.15 Zinssatz des eingesetzten Kapitals bei einer Betriebsdauer von 20 Jahren und gleichbleibender Einspeisevergütung

Diese modifizierte Rechnung mit einer Verlängerung der derzeitigen Einspeisevergütung lässt erkennen, dass die unter besten Bedingungen erreichten Kapitalverzinsungen nun auch bei der hier durchgeführten unteren Abschätzung (d. h. bei Vernachlässigung zusätzlicher Förderung sowie 2000 Volllaststunden pro Jahr) ausreichend hoch sind, um einen Investitionsanreiz auszuüben. Bei durchschnittlichen Standortbedingungen jedoch ergeben sich selbst unter diesen verbesserten Umständen nur Zinssätze, die nur geringfügig über einer zu erwartenden Fremdkapitalverzinsung von 5,5 % liegen. Die bei Eigenkapitalquoten von 30 % sich einstellenden Eigenkapitalverzinsungen von kaum mehr als 6 % dürften bei einer angenommenen Laufzeit von 20 Jahren nur einen geringen Investitionsanreiz darstellen. Allerdings können weitere Fördergelder oder Steuerminderungen oder eine Erhöhung der Erlöse durch höhere Volllaststundenzahl den erforderlichen Anreiz schaffen. Für den Tauernwindpark ergibt sich (wieder ohne Berücksichtigung sonstiger Förderung) eine geschätzte Gesamtkapitalverzinsung von jetzt rund 5,6 %.



## 10 Schutzkonzepte in Mittelspannungs-Verteilungsnetzen mit dezentraler Einspeisung

Dipl.-Ing. G. Dany, Univ.-Prof. Dr.-Ing. H.-J. Haubrich, Dipl.-Ing. J. Tzschope,  
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen;  
Dr.-Ing. Th. Reißing, VEW ENERGIE AG, Dortmund

Beitrag zur ETG-Tagung „Schutz- und Stationsleittechnik“, Dresden, 3.3.-4.3.1998

### 10.1 Einleitung

Das in Mittelspannungsnetzen (MS) gewöhnlich auf eine definierte Fehlerstromrichtung ausgelegte Schutzkonzept kann durch die von dezentralen Kleinkraftwerken zusätzlich gelieferten Fehlerstrombeiträge in seiner Funktion beeinträchtigt werden. Hierbei sind der Verlust der Schutzselektivität und die Gefährdung des Erfolges einer Kurzunterbrechung (KU) möglich.

Bei einem kurzschlußartigen Fehler in einem Leitungszweig des üblicherweise offen betriebenen MS-Netzes speisen dezentrale Erzeuger in anderen Zweigen den Fehler über die Sammelschiene der Umspannstation und somit über die unabhängige Maximalstrom-Zeit-Schutzeinrichtung (UMZ) des Abgangs, an dem sie angeschlossen sind. Aufgrund der zumeist nicht vorhandenen Richtungsselektivität des UMZ-Schutzes kann dieser auslösen und den gesunden Strahl unselektiv abschalten.

Ziel einer KU, auch automatische Wiedereinschaltung genannt, ist es, durch kurzzeitiges Spannungsfreischalten des fehlerbetroffenen Leitungsabschnitts oder Netzsektors eine Löschung der in Freileitungsnetzen mehrheitlich als Überschläge der Außenisolation auftretenden Fehlerlichtbögen und die Wiederverfestigung der Lichtbogenstrecke zu erzwingen. Der Erfolg einer KU kann grundsätzlich gefährdet sein, wenn dezentrale Erzeuger während der vermeintlich spannungslosen Pause weiterhin zugeschaltet bleiben und dem Lichtbogen Energie zuführen. Daher stellt sich die Frage, ob die üblichen Schutzeinrichtungen dezentraler Erzeuger rechtzeitig eine Abtrennung vom Netz bewirken, oder ob die Anlagen die Fehlerlichtbögen überhaupt aufrecht erhalten können.

Aufgrund ihrer vorrangigen Verbreitung in Deutschland wird in dieser Untersuchung ausschließlich die dezentrale Einspeisung von Windenergieanlagen (WEA) und Blockheizkraftwerken (BHKW) betrachtet. Anhand eines charakteristischen Netzmodells und verschiedener WEA/BHKW-Modelle wird mit dynamischer Simulation untersucht,

- ob diese Anlagen den Erfolg einer KU in Frage stellen, und mit welchen Schutzeinstellungen dies gegebenenfalls zu verhindern ist;
- ab welchen installierten Leistungen in Abhängigkeit von der Einstellung des UMZ-Schutzes und des Anlagenschutzes im ungünstigsten Fall mit einer Beeinträchtigung der Selektivität zu rechnen und wie diese durch Neuparametrierung der Schutzeinrichtungen zu verhindern ist.

## 10.2 Kurzunterbrechungen

### 10.2.1 Ablauf

Ländliche MS-Freileitungsnetze werden in Deutschland überwiegend mit Erdschlußkompensation oder isoliertem Sternpunkt betrieben. Erdschlußlichtbögen verlöschen in solchen Netzen nahezu immer in kurzer Zeit von selbst [1], so daß hier nur bei mehrpoligen Fehlern die ausschließlich dreipolig ausgeführte KU zum Einsatz kommt.

In den meist strahlenförmig betriebenen Mittelspannungsnetzen wird eine KU nach Erkennen derartiger Fehler in der Regel unverzüglich ausgelöst, so daß der vom Hochspannungsnetz eingespeiste Kurzschlußstrom nach ca. 50 ms bis 150 ms unterbrochen wird. Nach der eingestellten Pausenzeit von 0,3 s bis 0,5 s schaltet das KU-Relais den zuvor abgetrennten Netzbereich wieder zu. Liegt der Fehler noch immer an, wird endgültig abgeschaltet [2]. Mitnahmeschaltungen oder andere aufwendige Schutzeinrichtungen, die für den KU-Zeitraum einen Weiterbetrieb von WEA/BHKW am abgetrennten Netzbereich unterbinden, werden aus Kostengründen im MS-Netz nahezu nie eingesetzt.

Die minimale resultierende Pausenzeit richtet sich nach der Entionisierungszeit der Lichtbogenstrecke. In [2] wird diese zu 100 ms (10 kV) und 130 ms (20 kV) abgeschätzt.

### 10.2.2 Einfluß von WEA/BHKW

Die hier interessierende Fragestellung, ob WEA/BHKW einen Lichtbogen aufrecht erhalten können, hängt neben deren Fehlerstrombeitrag davon ab, bei welcher Stromstärke und innerhalb welcher Zeit ein frei brennender Lichtbogen erlischt. Aufgrund des komplexen, nicht vorhersagbaren Verhaltens frei in Luft brennender Lichtbögen ist dies allerdings nicht eindeutig zu beantworten. In der Literatur sind allenfalls grobe Anhaltswerte über das Verhalten von Erdschlußlichtbögen in erdschlußkompensierten Netzen [1] sowie – nicht übertragbar – über Sekundärlichtbögen in Höchstspannungsnetzen [3] zu finden.

Messungen in 10-kV-Netzen ergaben, daß ein Lichtbogen bei einem Strom von 5 A, der nur etwa 15 % des Bemessungsstromes einer 500-kW-Anlage entspricht, unter Umständen nicht erlöschen wird [1]. Ähnliche Werte ergeben sich aus der bekannten Faustformel, daß der Erdschlußreststrom 1 A pro 1 kV Nennspannung nicht überschreiten sollte.

Diese Abschätzungen lassen vermuten, daß der Kurzschlußstrombeitrag von WEA und BHKW das Erlöschen eines Lichtbogens in Frage stellen kann. In diesem Fall ist eine KU-Gefährdung nur dadurch zu vermeiden, daß der Anlagenschutz die WEA/BHKW so rechtzeitig vom Netz trennt, daß die verbleibende Pausenzeit eine Wiederverfestigung der Lichtbogenstrecke zuläßt.



## 10.3 Schutzselektivität bei dezentraler Einspeisung

### 10.3.1 Schutzeinrichtungen im MS-Netz

Zur selektiven Abschaltung von Kurzschlüssen werden in MS-Netzen am Anfang jedes Verteilungsstrahles UMZ-Schutzeinrichtungen (zumeist ohne Richtungsentscheid) eingesetzt, die bei Überschreiten ihres Ansprechwertes nach einer festen Laufzeit von üblicherweise 0,5 s bis 1 s die Ausschaltung des fehlerbehafteten Strahles bewirken. Fällt das Anregesignal während der Laufzeit unter den Rückfallwert, der typischerweise 80 % des Ansprechwertes beträgt, erteilt das UMZ-Relais kein Ausschaltkommando.

### 10.3.2 Einfluß von WEA/BHKW

WEA und BHKW können bei einem Fehler in einem Fremdstrahl diesen über den UMZ-Schutz des gesunden Strahls und die Sammelschiene speisen und somit diesen UMZ-Schutz unselektiv auslösen (**Bild 10.1**). Abhängig davon, wo der Fehler auftritt, sind drei Bereiche zu unterscheiden:

- Tritt der Fehler elektrisch nahe zum Erzeuger auf, wird die Auslösung des verglichen zum UMZ-Schutz schnelleren Anlagenschutz die Selektivität sicherstellen.
- Bei einem weit entfernten Fehler ist der Strombeitrag der Anlage nicht ausreichend, den UMZ-Schutz anzuregen.
- Im zwischenliegenden Bereich wird der UMZ-Schutz 1 angeregt, und der Anlagenschutz löst nicht aus, so daß Strahl 1 unselektiv abgeschaltet werden kann.

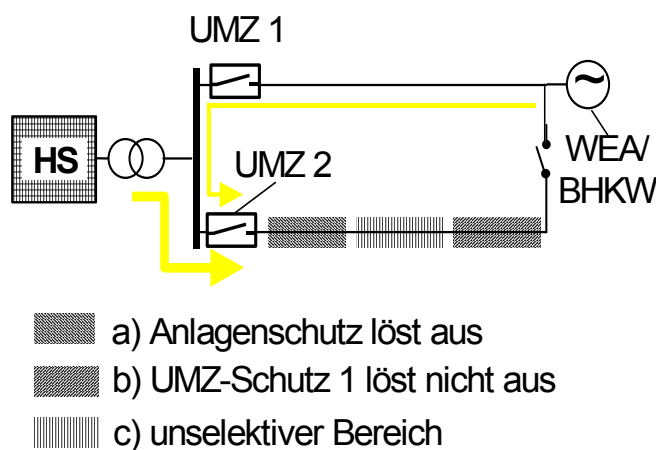


Bild 10.1: Gefährdung der Selektivität durch dezentrale Erzeuger

Prinzipiell kann selektives Verhalten durch Einsatz von UMZ-Schutzeinrichtungen mit Richtungsentscheid oder durch Ausrüstung der WEA/BHKW mit Vektorsprungrelais gewährleistet werden. Diese Lösungen sind aber aufwendig und in den meisten Fällen nicht notwendig.

Für den Fall, daß die Unselektivität nur durch WEA/BHKW in *einem* Strahl verursacht wird, ist selektives Verhalten durch Verlängerung der Laufzeit des UMZ-Schutzes in diesem Strahl zu erreichen (UMZ 1), da somit der fehlerbehaftete Strahl zuerst abgeschaltet wird und infolgedessen das andere UMZ-Relais zurückfällt.

Bei Unselektivitäten infolge dezentraler Einspeisung in *mehreren* Strahlen kann durch entsprechende Parametrierung des Überstrom- oder des Spannungsrückgangsschutzes und des UMZ-Schutzes erreicht werden, daß sich die Bereiche a) und b) aus Bild 1 überlappen und so eine unselektive Abschaltung ausgeschlossen wird:

- Es ist offensichtlich, daß, wenn die Summe der maximal durch den Überstromschutz der Anlagen zugelassenen Fehlerströme geringer als der Ansprechwert des UMZ-Schutzes im betroffenen Strahl ist, eine unselektive Abschaltung ausgeschlossen wird.
- Da mit Höhe des Spannungseinbruchs an den Anlagen der Fehlerstrombeitrag steigt, kann letzterer durch den Spannungsrückgangsschutz begrenzt werden. Unter Kenntnis des je nach Spannungseinbruch auftretenden Fehlerstrombeitrags läßt sich so der minimal zur Erhaltung der Schutzselektivität nötige Ansprechwert des UMZ-Schutzes bestimmen.

## 10.4 Dezentrale Erzeugungsanlagen

Im weiteren werden nur WEA mit Asynchrongeneratoren betrachtet, da sie einen höheren Fehlerstrombeitrag als die über Umrichter angeschlossenen WEA mit Synchrongeneratoren liefern und somit den für die hier betrachteten Fragestellungen ungünstigeren Fall darstellen.

In BHKW werden vorwiegend Synchron- und nur selten Asynchrongeneratoren verwendet. Deshalb wird sich auf die Untersuchung von BHKW mit Synchrongeneratoren beschränkt. Allerdings lassen sich die für WEA mit Asynchrongeneratoren durchgeführten Untersuchungen prinzipiell auch auf BHKW mit diesem Generatorkonzept übertragen.

### 10.4.1 Blockheizkraftwerke

#### Verhalten im Kurzschlußfall

Die in BHKW üblichen Synchrongeneratoren reagieren bei mehrpoligen Fehlern mit erhöhten Strömen und Spannungseinbrüchen. Wie stark diese Effekte sind, wird entscheidend von Ort und Art des Fehlers sowie von der Kurzschlußreaktanz des Synchrongenerators bestimmt.

Typische Werte für die zu Kurzschlußbeginn wirksame subtransiente Generatorreaktanz sind etwa 0,1 bis 0,2 und für die im dreipoligen Fehlerfall den Dauerkurzschlußstrom bestimmende synchrone Reaktanz etwa 2 bis 3.

Bei zweipoligem Kurzschluß können wesentlich höhere Dauerkurzschlußströme als bei dreipoligem Kurzschluß auftreten, da im Gegensystem der symmetrischen Komponenten zeitunabhängig mit der subtransienten Generatorreaktanz zu rechnen ist. Ferner ist die Zeitkonstante, mit der der Kurzschlußstrombeitrag abklingt, im zweipoligen Fehlerfall größer als im dreipoligen [4].

#### Schutzeinrichtungen

Für den Kurzschlußfall relevante Schutzeinrichtungen, die bei allen BHKW einheitlich eingesetzt werden, sind der Überstromschutz sowie der Spannungsrückgangsschutz. Wie aus **Tabelle 10.1** zu ersehen, sind deren typischen Gesamtzeiten unterhalb der minimal üblichen Laufzeit von UMZ-Schutzeinrichtungen.

Der nach VDEW [5] vorgeschriebene Frequenzschutz dient dazu, eine Anlagenabschaltung im Inselnetzfall sicherzustellen.

Spannungsrückgangsschutz	$0,7 U_n - 0,9 U_n$	0,1 s - 0,4 s
Überstromschutz	$3 I_n - 4 I_n$	0,05 s - 0,3 s
Frequenzschutz	$50 \text{ Hz} \pm 2\text{Hz}$	0,1 s - 0,4 s

Tabelle 10.1: Übliche Schutzeinrichtungen für BHKW

## 10.4.2 Windenergieanlagen

### Verhalten im Kurzschlußfall

Das Verhalten der hier ausschließlich betrachteten Asynchrongeneratoren ist zu Kurzschlußbeginn ähnlich dem von Synchrongeneratoren. Anstelle der subtransienten Reaktanz sind hier die Anlaufreaktanzen etwa gleicher Größe von 0,15 bis 0,2 wirksam.

Im Gegensatz zum Synchrongenerator trägt jedoch der Asynchrongenerator aufgrund der Feldschwächung bei mehrpoligen Fehlern im Inselnetzbetrieb, mit dem bei KU zu rechnen ist, ebenso wie im Parallelbetrieb am Netz bei dreipoligem Fehler nicht zum Dauerkurzschlußstrom bei. Lediglich bei Anschluß am Netz und zweipoligem Fehlerfall erzeugt der Asynchrongenerator einen Dauerkurzschlußstrom. Dieser weist analog den Gegebenheiten bei Synchrongeneratoren einen Anteil im Gegensystem auf, welcher umgekehrt proportional zu den Generatorstreureaktanzen ist [6].

### Schutzeinrichtungen

Ebenso wie BHKW werden WEA mit den in **Tabelle 10.2** aufgelisteten Schutzeinrichtungen ausgerüstet.

Spannungsrückgangsschutz	$0,7 U_n - 0,9 U_n$	0,1 s - 0,4 s
Überstromschutz	$3 I_n - 7 I_n$	0,05 s - 0,3 s
Frequenzschutz	$50 \text{ Hz} \pm 2\text{Hz}$	0,1 s - 0,4 s

Tabelle 10.2: Übliche Schutzeinrichtungen für WEA

Direkt gekoppelte WEA mit Asynchrongeneratoren sind in der Regel mit sogenannten Schwachwindgeneratoren für etwa 20 % der Turbinennennleistung in Form einer separaten Maschine oder einer polumschaltbaren Wicklung in der Hauptmaschine ausgerüstet. Diese werden zum Anlauf oder im Teillastbereich eingesetzt [7]. Da die Schwachwindgeneratoren im Fehlerfall die üblichen Ansprechwerte des Überstromschutzes nicht erreichen, sind sie zusätzlich durch Sicherungen geschützt, die

allerdings gewöhnlich deutlich langsamer als die UMZ-Schutzeinrichtungen reagieren und somit weder für KU noch für die Schutzselektivität von Bedeutung sind.

## 10.5 Modelle und Verfahren

### 10.5.1 Modell für KU

Da eine Beeinträchtigung des KU-Erfolges durch WEA/BHKW nicht ausgeschlossen werden kann, zielt die weitere Untersuchung auf die Ermittlung von Ansprechwerten und Gesamtzeiten des Schutzes, die auch bei ungünstigen Konstellationen im Netz den KU-Erfolg nicht gefährden.

#### Lichtbogenkurzschluß

Der Lichtbogenkurzschluß wird als „satter“ Kurzschluß dargestellt, da die Komplexität des Lichtbogenverhaltens eine genaue Modellierung ausschließt. Zudem ist im quasistationären Zustand des Lichtbogens sein Widerstand gegenüber den Netz- und Generatorimpedanzen vernachlässigbar.

#### Netzmodell

Der auf die wesentlichen Elemente reduzierte Betrachtungsbereich für mittelspannungsseitige KU ist in **Bild 10.2** gezeigt. Das Hochspannungsnetz wird als frequenzstarre Einspeisung mit einer Kurzschlußleistung von zwei GVA angenommen. Als HS/MS-Abspannung ist ein üblicher 40-MVA-Transformator unterstellt. Alle Leitungen sind Freileitungen mit der Beseilung  $70/12 \text{ mm}^2 \text{ Al/St}$ .

Als Grenzfall ist hier ein 10 km von der Direkteinspeisung entfernter Fehlerort angenommen. Die installierte Anlagenleistung ist mit 3 MW am 10-kV- und 6 MW am 20-kV-Strahl sehr hoch angesetzt. Dies ist eine Abschätzung zur sicheren Seite, da zum einen aufgrund des geringeren Spannungseinbruchs und dadurch geringeren Kurzschlußstrombeitrages jeder Anlage das Ansprechen der entsprechenden Schutzorgane unwahrscheinlicher wird, und zum anderen der hohe Gesamtfehlerstrom dem Erlöschen des Lichtbogens entgegenwirkt.

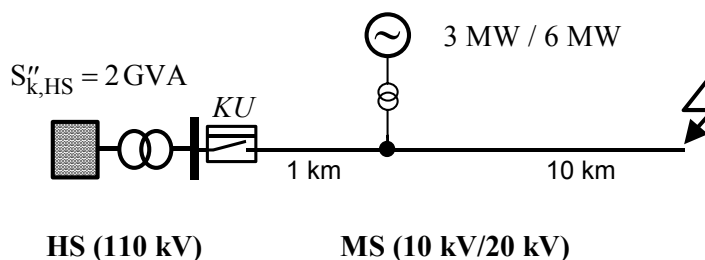


Bild 10.2: Netzmodell für KU-Untersuchung

Die angenommene Betriebsspannung von  $1,1 U_n$  ist ebenfalls hinsichtlich der Auslösung des Spannungsrückgangsschutzes eine Abschätzung zur sicheren Seite.

### 10.5.2 Modell für Schutzselektivität

Ziel dieser Untersuchung ist es, unter worst-case-Annahmen zu bestimmen, wie die Einstellung von UMZ-Schutz und Spannungsrückgangsschutz koordiniert sein müssen, um den Erhalt der Schutzselektivität zu gewährleisten.

#### Netzmodell

Um UMZ-Schutz und Spannungsrückgangsschutz der WEA und BHKW geeignet aufeinander abzustimmen, muß der Kurzschlußstrombeitrag der Anlagen in Abhängigkeit der an ihrem Verknüpfungspunkt verbleibenden Restspannung  $U_{VP}$  zur sicheren Seite abgeschätzt werden. Hierzu wird der Fehlerort im Modellnetz (**Bild 10.3**) so gewählt, daß die Restspannung nahezu auf den Ansprechwert des Spannungsrückgangsschutzes fällt.

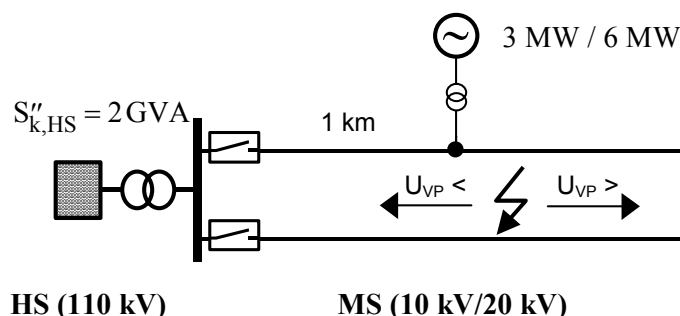


Bild 10.3: Netzmodell für Selektivitäts-Untersuchung

Abgesehen vom unterschiedlichen Fehlerort und Verknüpfungspunkt entspricht das Netzmodell dem bei der Untersuchung der KU-Fähigkeit bei WEA/BHKW-Anschluß.

### 10.5.3 Anlagenmodelle

Für die numerischen Untersuchungen wird auf Daten praxisüblicher Anlagen zurückgegriffen, so für WEA auf Tacke TW600 (600 kW), NORDEX N52 (800 kW) und NORDEX N54 (1000 kW) sowie für BHKW auf Stamford HC 634 H (500 kW) und Stamford HC 534 C (400 kW).

### 10.5.4 Berechnungsverfahren

Die vorliegende Fragestellung erfordert die dynamische Simulation des Kurzschluß- und KU-Vorgangs. Das zugehörige nichtlineare Differentialgleichungssystem hoher Ordnung kann nur numerisch gelöst werden. Hierfür stehen heute praxisbewährte Rechenprogramme zur Verfügung.

## 10.6 Untersuchungen

### 10.6.1 Kurzunterbrechung

In den nachfolgenden Untersuchungen wird für die WEA/BHKW-Schutzeinrichtungen Überstromschutz, Spannungsrückgangsschutz und Frequenzschutz separat überprüft, ob und mit welchen Einstellungen sie geeignet sind, durch rechtzeitige Abschaltung der Anlage den KU-Erfolg nicht zu gefährden. Hierfür werden Anlagentyp und Fehlerart unter der Randbedingung eines KU-gefährdenden Fehlerstrombeitrags so gewählt, daß sich für die Auslösung des jeweils betrachteten Schutzorgans möglichst ungünstige Bedingungen ergeben. Da sich die Untersuchungsergebnisse der 10-kV und 20-kV-Modellnetze kaum unterscheiden [8], wird im folgenden nur das 10-kV-Netz behandelt.

#### Überstromschutz

**Bild 10.4** zeigt den Stromverlauf einer WEA des Typs NORDEX N54 für den Fall, daß drei dieser Anlagen zum Fehlerzeitpunkt mit der Bemessungsleistung ihres Schwachwindgenerators einspeisen. Unmittelbar nach dem Eintritt eines zweipoligen Kurzschlusses steigt der WEA-Strom aufgrund der spannungsstützenden Netzeinspeisung nur gering an. Erst mit KU-Beginn steigt der Strom auf etwa die fünffache Bemessungsstromstärke des Schwachwindgenerators, was allerdings lediglich dem Hauptgeneratorbemessungsstrom entspricht.

Der zweipolige Kurzschluß stellt hier aufgrund des verglichen zum dreipoligen Kurzschluß langsamer abklingenden Fehlerstrombeitrages den hinsichtlich der Lichtbogenlöschung ungünstigeren Fall dar. In Bild 10.4 ist gestrichelt die in Kap. 2.2 mit 1 A / 1 kV abgeschätzte Löschgrenze eingezeichnet. Da der 10 A-Grenzstrom bei drei Anlagen gleichen Typs in etwa während der gesamten Pausenzeit von 300 ms überschritten bleibt, kann nicht davon ausgegangen werden, daß eine ausreichende Entionierungszeit der Lichtbogenstrecke sichergestellt ist.

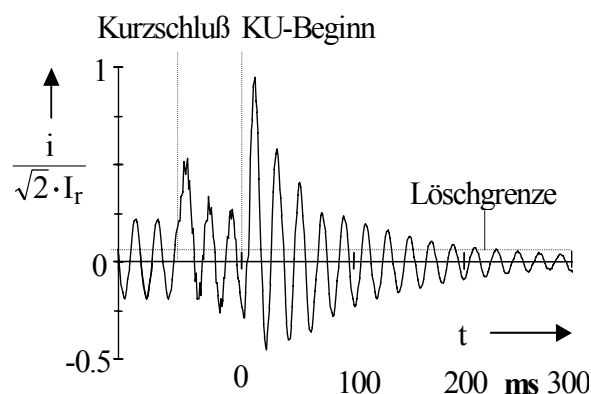


Bild 10.4: Stromverlauf bei zweipoligem Kurzschluß (3 NORDEX N54 im Schwachwind-generatorbetrieb;  $I_r$ : Bemessungsstrom des Hauptgenerators)

Hieraus wird ersichtlich, daß im Schwachwindgeneratorbetrieb der WEA bei einem Kurzschluß im MS-Netz zum einen kein sicheres Abschalten durch den Überstromschutz möglich ist, und zum ande-

ren der „sekundäre“ Lichtbogenstrombeitrag der WEA während der Pausenzeit ausreichend groß ist, ein Erlöschen des Lichtbogens in Frage zu stellen.

Der bei Einspeisung von BHKW mit Synchrongeneratoren minimale Fehlerstrombeitrag tritt bei dreipoligem Kurzschluß auf. Der entsprechende Stromverlauf bei wiederum etwa 3 MW Anschlußleistung ist **Bild 10.5** zu entnehmen.

Im Gegensatz zur WEA-Einspeisung kann hier der Überstromschutz bei einem Ansprechwert von etwa  $3 I_r - 4 I_r$  die rechtzeitige Abschaltung der BHKW sicherstellen.

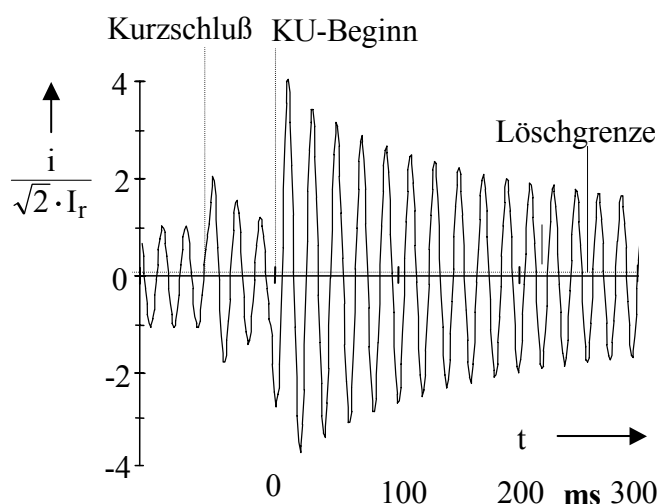


Bild 10.5: Stromverlauf bei dreipoligem Kurzschluß (7 Stamford HC 534 C)

### Spannungsrückgangsschutz

Da im Kurzschlußfall auch die Spannung am Anschlußpunkt einbricht, könnte unter Umständen auch der Spannungsrückgangsschutz eine rechtzeitige Abschaltung der WEA/ BHKW bei KU sicherstellen. In der folgenden Untersuchung wird für alle WEA Hauptgeneratorbetrieb vorausgesetzt, da hierbei zum einen der hohe „sekundäre“ Lichtbogenstrom während der Pausenzeit das selbsttätige Erlöschen des Lichtbogens fraglich macht (vgl. Bild 10.4) und zum anderen der Spannungseinbruch gering ist. Zweipolige Kurzschlüsse sind hier aufgrund der verglichen zum dreipoligen Kurzschluß größeren Zeitkonstante der kritischste Fehlerfall [4,6].

Sowohl bei zwei- als auch dreipoligem Kurzschluß (hier nicht dargestellt) fällt die Spannung mit Beginn der KU bei WEA und BHKW unter  $0,7 U_n$  (**Bilder 10.6 und 10.7**). Noch deutlichere Spannungseinbrüche ergeben sich bei den analogen Szenarien für das 20-kV-Netz-Beispiel [8].

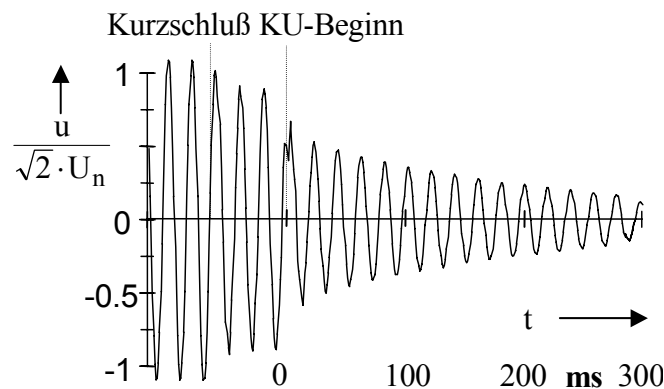


Bild 10.6: Spannungsverlauf bei zweipoligem Kurzschluß (4 NORDEX N52 im Hauptgeneratorbetrieb)

Bei Einstellung des Ansprechwertes auf den nach VDEW empfohlenen Mindestwert von  $0,7 U_n$  [5] läßt sich also eine Abschaltung der WEA/BHKW durch den Spannungsrückgangsschutz spätestens nach Beginn der KU gewährleisten.

Unter der Annahme einer resultierenden Pausenzeit von 300 ms und einer Entionisierungszeit von 100 ms bis 150 ms bedeutet dies, daß der Spannungsrückgangsschutz auf eine Gesamtzeit von maximal 150 ms bis 200 ms eingestellt werden darf.

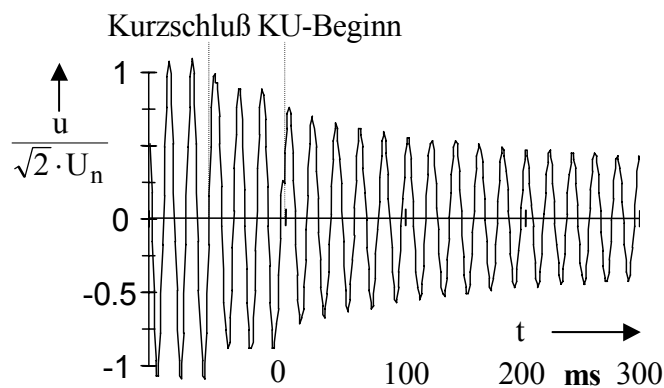


Bild 10.7: Spannungsverlauf bei zweipoligem Kurzschluß (6 Stamford HC 634 H)

### Frequenzschutz

Alternativ zu Überstrom- und Spannungsrückgangsschutz könnte daran gedacht werden, auch den Frequenzschutz im KU-Fall zu nutzen. **Bild 10.8** zeigt beispielhaft den simulierten Frequenzverlauf bei dreipoligem Kurzschluß und Hauptgeneratorbetrieb im Szenario von Bild 10.6, da sich hierbei große Frequenzabweichungen ergeben.



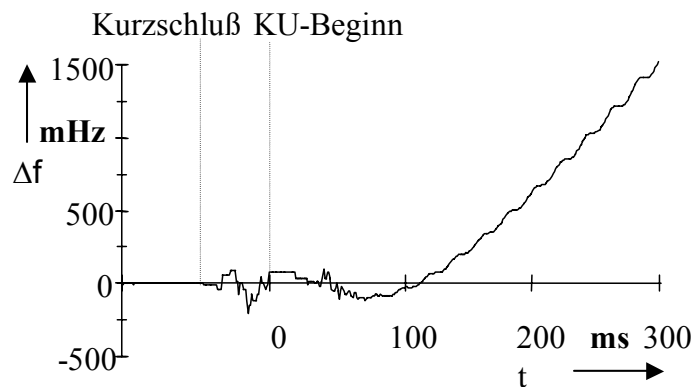


Bild 10.8: Frequenzabweichung bei dreipoligem Kurzschluß (1 NORDEX N52 im Hauptgeneratorbetrieb)

Da bei anderen Arbeitspunkten die Drehzahl der WEA/BHKW deutlich geringer als in Bild 10.8 abweicht, ist eine auf KU-Erfolg hin orientierte Einstellung der Frequenzschutzeinrichtungen nicht praktikabel.

### 10.6.2 Selektivität des Netzschutzes

Wegen des höheren Dauerkurzschlußstroms erweist sich der zweipolige Kurzschluß als der für die Schutzselektivität ungünstigste Fehlerfall.

Bei Fehlerorten mit Einbruch der Generatorspannung bis nahezu auf den minimalen Ansprechwert des Spannungsrückgangsschutzes von  $0,7 U_n$  ist mit den in den **Bildern 10.9 und 10.10** dargestellten Kurzschlußstrombeiträgen der WEA/BHKW zu rechnen.

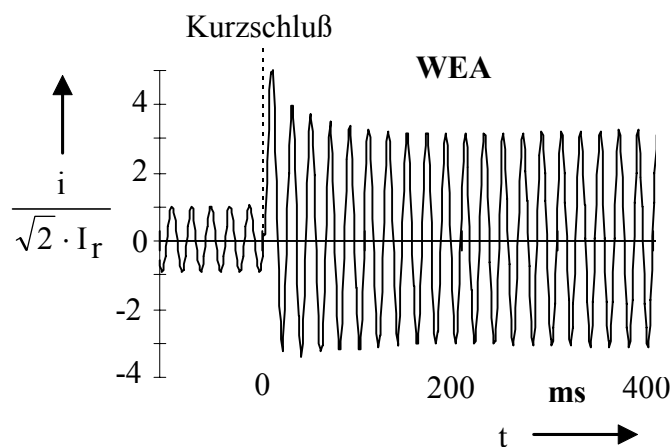


Bild 10.9: Maximaler Kurzschlußstrombeitrag bei zweipoligem Kurzschluß und Restspannung von ca.  $0,7 U_n$  (5 Tacke TW 600)

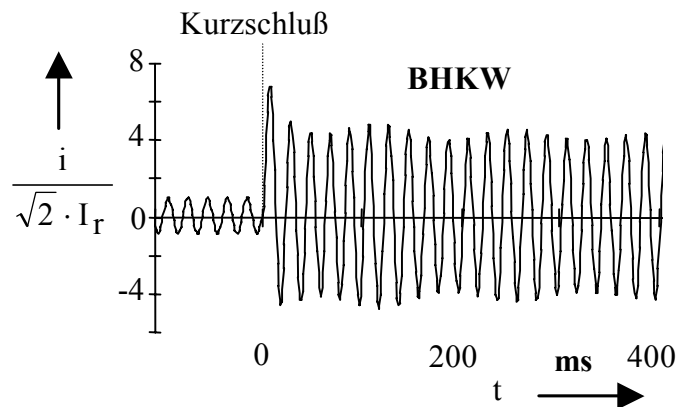


Bild 10.10: Maximaler Kurzschlußstrombeitrag bei zweipoligem Kurzschluß und Restspannung von ca.  $0,7 U_n$  (6 Stamford HC 634 H)

Sowohl bei WEA als auch bei BHKW ergibt sich ein beträchtlicher Dauerkurzschlußstrom von etwa  $3 I_r$  bis  $4,5 I_r$ . Der höhere Fehlerstrombeitrag bei BHKW-Einspeisung ist im wesentlichen auf die besonders niedrige subtransiente Reaktanz ihrer Synchrongeneratoren zurückzuführen.

Auch durch Erhöhung des Ansprechwertes des Spannungsrückgangsschutzes läßt sich der maximale Fehlerstrombeitrag nicht wesentlich verringern (**Tabelle 10.3**).

Die Schutzselektivität kann dadurch erreicht werden, daß (s. Bild 10.3) entweder der Ansprechwert des UMZ-Schutzes größer als die Summe der Strommaxima aller im zugehörigen Abgang installierten Anlagen oder der Rückfallwert des UMZ-Schutzes größer als die Summe der Dauerkurzschlußströme dieser Anlagen gewählt wird. Da der Anfangskurzschlußwechselstrom sehr schnell abklingt und überdies das Verhältnis von Strommaximum zu Dauerfehlerstrom höher als das übliche Verhältnis von Ansprechwert zu Rückfallwert des UMZ-Schutzes ist, führt die letztgenannte Variante zu niedrigeren Einstellungen.

Restspannung	Dauerkurzschlußstrom (WEA)	Dauerkurzschlußstrom (BHKW)
$0,9 U_n$	$2,8 I_r$	$3,7 I_r$
$0,8 U_n$	$3,0 I_r$	$4,1 I_r$
$0,7 U_n$	$3,2 I_r$	$4,4 I_r$

Tabelle 10.3: Zweipolige Dauerkurzschlußströme in Abhängigkeit von der Restspannung am Anschlußpunkt

Zusammenfassend läßt sich festhalten, daß die Schutzselektivität gewährleistet ist, wenn der dreifache (WEA) bzw. vierfache (BHKW) Wert der Bemessungsstromsumme aller angeschlossenen Anlagen den Rückfallwert des UMZ-Schutzes unterschreitet.

## 10.7 Schlußfolgerung

Umfangreiche worst-case-Untersuchungen mit WEA und BHKW in Mittelspannungsnetzen zeigen, daß bei praxisrelevanten Anschlußleistungen eine erfolgreiche dreipolige Kurzunterbrechung nach mehrpoligen Kurzschlüssen ohne Abschaltung der Anlagen nicht gewährleistet ist. Es stellt sich daher die Frage, welche Schutzeinrichtung mit welcher Einstellung in der Lage ist, die WEA/BHKW so frühzeitig nach Kurzschlußeintritt abzuschalten, daß sich die Lichtbogenstrecke während der Pausenzeit wiederverfestigen kann.

Der Frequenzschutz scheidet hierfür aus. Wichtige Erkenntnis ist, daß auch der Überstromschutz nicht generell geeignet ist, da der auftretende Kurzschlußstrom im Schwachwindgeneratorbetrieb von WEA zur Auslösung zu gering aber gleichzeitig ausreichend groß sein kann, einen „sekundären“ Lichtbogen aufrecht zu erhalten. Bei BHKW kann allerdings durch entsprechend niedrige Ansprechwerte ( $3 I_r$  bis  $4 I_r$ ) eine rechtzeitige Trennung der Anlagen vom Netz sichergestellt werden.

Als generell geeignet erweist sich für dieses Problem der Spannungsrückgangsschutz. Die Generatorspannung sinkt in allen untersuchten Fällen unmittelbar nach Beginn der KU unter 70 % der Nennspannung. Bei Gesamtzeiten unterhalb von 150 ms bis 200 ms ist damit eine Beeinträchtigung des KU-Erfolges durch WEA/BHKW nicht zu befürchten.

Da bei Kurzschlüssen im MS-Netz WEA wie BHKW einen Kurzschlußstrombeitrag liefern und den UMZ-Schutz ihres Netzanschlusses zur unselektiven Abschaltung der „gesunden“ Leitung anregen können, muß durch geeignete Parametrierung des Anlagen- oder UMZ-Schutzes eine Beeinträchtigung der Schutzselektivität ausgeschlossen werden. Dies kann durch hinreichend hohe Ansprechwerte des UMZ-Schutzes, besser durch geeignete Einstellung der Rückfallwerte des UMZ-Schutzes erreicht werden.

## 10.8 Literatur

- [1] Poll, J.: Löschung von Erdschlußlichtbögen. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 83 (1984), S. 322 - 327
- [2] Richtlinien für die Kurzunterbrechung in Mittelspannungs-Freileitungsnetzen. VDEW, Frankfurt am Main, 1956
- [3] Haubrich, H.-J. et al.: Single-Phase Auto-Reclosing in EHV Systems. CIGRE, International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Paris, 1974
- [4] Kovacs, K. P.; Racz I.: Transiente Vorgänge in Wechselstrommaschinen. Band 1, Verlag der ungarischen Akademie der Wissenschaften, Budapest, 1959
- [5] Technische Richtlinie: Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem Mittelspannungsnetz des Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU). VDEW, Frankfurt am Main, 1994

- [6] Kovacs, K. P.; Racz I.: Transiente Vorgänge in Wechselstrommaschinen. Band 2, Verlag der ungarischen Akademie der Wissenschaften, Budapest, 1959
- [7] Heier, S.: Windkraftanlagen im Netzbetrieb. B. G. Teubner, Stuttgart, 1996
- [8] Technische Hinweise der Clearingstelle „Anschluß von Windkraftanlagen an das öffentliche Stromversorgungsnetz des Landes Nordrhein-Westfalen“: Betrieb von Windenergieanlagen in Netzen mit Kurzunterbrechungen. Aachen, 1997