

Systemmodell zur Optimierung der Integration von Windenergieanlagen in Österreich und Deutschland

H. Auer et al.

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

46/2006

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Systemmodell zur Optimierung der Integration von Windenergieanlagen in Österreich und Deutschland

Hans Auer (Projektleitung)
Claus Huber, Michael Stadler, Carlo Obersteiner
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Technische Universität Wien

Mario Ragwitz, Marian Klobasa
Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung

Wien, Juli 2006

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

KURZFASSUNG / ABSTRACT	1
ZUSAMMENFASSUNG / SUMMARY	3
1 EINLEITUNG	13
1.1 Motivation	13
1.2 Vorarbeiten zum Thema	14
1.3 Fokus und Schwerpunkt der Arbeit	15
1.4 Gliederung der Arbeit	16
2 ZIELE DES PROJEKTS	17
3 VERWENDETE METHODEN UND DATEN	18
3.1 Verwendete Methoden	18
3.2 Verwendete Daten	27
3.2.1 Input-Daten für Software-Modul „ISI-Windsimulator“	27
3.2.2 Input-Daten für Software Modul „NEPLAN – Lastflussberechnung“	28
3.2.3 Empirische Datenlage (Excel-Format): konventioneller Kraftwerkspark allgemein	30
3.2.4 Empirische Datenlage (Excel-Format): Nachfrage/Lastgänge	30
3.2.5 Empirische Datenlage (Excel-Format) für Kostenallokation im Netz und Netzbetrieb	31
4 STAND DER TECHNIK UND INNOVATIONSGEHALT DES PROJEKTES.....	32
4.1 Beschreibung des Standes der Technik.....	32
4.2 Beschreibung der Neuerungen und Vorteile gegenüber dem Ist-Stand.....	33
5 BESCHREIBUNG DER PROJEKTERGEBNISSE.....	35
5.1 Internationale Übersicht über zusätzliche Systemkosten durch Windintegration (AP1)	35
5.1.1 Kostenallokation der Systemkosten und allgemeine Diskussion des Unbundling (Task 1.1).....	35
5.1.2 Internationale Erfahrungen zu zusätzlichen Systemkosten (Task 1.2).....	36
5.1.3 Gegenüberstellung der verschiedenen Berechnungsmethoden (Task 1.3)	40
5.2 Analyse der Auswirkung der Windeinspeisung auf die Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks und der Methoden der Kostenallokation (AP2).....	45
5.2.1 Auswirkungen der Windeinspeisung auf die Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks (Task 2.1).....	45
5.2.2 Auswirkung der Windeinspeisung auf die Vorhaltung von Leistungsreserve, Kostenallokation für zusätzlichen Minutenreservebedarf (Task 2.2)	48
5.2.3 Netzerweiterungskosten (Task 2.3).....	56
5.2.4 Netzanschlusskosten (Task 2.4)	58
5.3 Grundlagen der Modellierung (AP3).....	61

5.3.1	Modellierung der Windstromeinspeisung und ihrer Vorhersagegenauigkeit (Task 3.1)	61
5.3.2	Analyse der Energienachfrage und der Lastverlagerungspotenziale (Task 3.2)	68
5.3.3	Struktur des Energiesystemmodells (Task 3.3).....	82
5.3.4	Entwicklung und Modellierung von zukünftigen Szenarien für Österreich und Deutschland (Task 3.4)	100
5.4	Diskussion der Ergebnisse bei verschiedenen Szenarien der Windintegration in Österreich und Deutschland (AP 4)	110
5.4.1	Analyse der zusätzlichen Kosten für Reservehaltung und Ausgleichsenergie (Task 4.1)	110
5.4.2	Diskussion der Sozialisierung sämtlicher zusätzlicher Systemkosten (Task 4.2)	114
5.4.3	Analyse der zukünftigen Struktur des Energiesystems (Task 4.3).....	116
5.4.4	Bestimmung des „Netto-Beitrags“ der Windstromeinspeisung zur CO ₂ -Einsparung (Task 4.4)	121
5.4.5	Diskussion der fundamentalen Unterschiede der Ergebnisse für das österreichische und deutsche Energiesystem	127
5.5	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	129
5.5.1	Schlussfolgerungen	129
5.5.2	Handlungsempfehlungen.....	133
5.5.3	Ausblick	137
5.6	Verbreitung und weitere Verwertung der Ergebnisse	137
6	DETAILANGABEN ZU DEN ZIELEN DER PROGRAMMLINIE „ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT“	140
6.1	Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“	140
6.2	Beitrag des Projekts zu den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung	140
6.3	Einbeziehung der Zielgruppen.....	141
6.4	Beschreibung der Potenziale	142
	LITERATURVERZEICHNIS	143
	TABELLENVERZEICHNIS	150
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	152
	ANHANG 1: KLIMADATEN FÜR ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND.....	157
	ANHANG 2: BERECHNUNG DER WINDBEDINGTEN KAPAZITÄTSKOSTEN FÜR ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND MIT HILFE DES THERMISCHEN ÄQUIVALENTES	161
	ANHANG 3:KRAFTWERKPARK UND ERZEUGUNGSKOSTEN	162
	ANHANG 4:ERGEBNISSE BEST-SZENARIO	163

Kurzfassung / Abstract

Kurzfassung

Die vermehrte Integration von Windenergieanlagen (WEA) in elektrische Energieversorgungssysteme wirkt sich zunehmend auf den Systembetrieb aus und verursacht dadurch einerseits zusätzliche Kosten, führt aber andererseits zu einer Reduktion von CO₂-Emissionen. Ausgehend von den bisherigen Erkenntnissen bleiben die Fragen offen, wie sich die Zusammensetzung des Kraftwerksparks auf diese Effekte auswirkt und ob bzw. in welchem Umfang die Verbrauchsseite in der Lage ist, die Integration der volatilen Winderzeugung zu unterstützen.

Die Verdrängung von konventioneller Erzeugung durch Windstrom führt in Österreich zu spezifischen CO₂-Reduktionen in der Höhe von 0,75 tCO₂/MWh(Wind) im Jahr 2005. Diese sinken bis zum Jahr 2020 um 20–30 %. In Deutschland liegen die spezifischen Reduktionen ca. 15 % über den österreichischen Werten. Durch weitere Einflüsse der WEA-Einspeisung auf den Systembetrieb werden die genannten Werte um maximal 8 % bei hoher Penetration in Deutschland reduziert. Zusätzliche Kosten entstehen durch die veränderte Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks sowie durch zunehmenden Bedarf an Minutenreserve und Ausgleichsenergie. Der letztere Effekt ist schon bei derzeitigen Penetrationen dominant und wirkt sich zunehmend mit steigender WEA-Einspeisung aus. Die gesamten spezifischen Kosten liegen im Baseline-Szenario für das Jahr 2020 bei 1,8 €/MWh(Wind) für Österreich und bei 3,5 €/MWh(Wind) für Deutschland. Diese können durch eine verbesserte Windprognosegüte bis 2020 um bis zu einem Drittel gesenkt werden. Sinkt die Verfügbarkeit von flexiblen Reserveeinheiten zukünftig durch vermehrte Netzengpässe, steigen die Kosten der Reservehaltung um max. 15 %.

Durch Nutzung von verbrauchsseitiger Reserve kann der verminderte Beitrag von WEA zur Systemsicherheit indirekt erhöht werden. Potenziale sind in allen Verbrauchssektoren in ausreichendem Maße vorhanden und – verglichen mit dem Neubau von Kraftwerken – jederzeit aktivierbar. Für Bilanzgruppen mit zunehmendem Anteil an WEA-Einspeisung stellen flexible Lasten eine Option zur Verringerung der Ausgleichsenergiekosten dar.

Kurz- bis mittelfristig sind verbesserte Windprognosemodelle der Schlüssel zu einer effizienten Windintegration in elektrische Netze. Durch Nutzung von Verbrauchern zur Reservehaltung kann der Wert der Windenergie indirekt erhöht werden. Die derzeitige Praxis der Finanzierung von windbedingten Netzkosten über Einspeisetarife widerspricht dem Prinzip des „Unbundling“. In Österreich ist dadurch der diskriminierungsfreie Netzzugang nicht gesichert. Für die effiziente Erschließung von Offshore-Potenzialen in Deutschland ist ein koordinierter Ausbau des küstennahen Netzes unumgänglich. Dazu sind, wie derzeit schon in Dänemark und den Niederlanden üblich, Netzerweiterungs- und -anschlusskosten den Netzbetreibern zuzuordnen und über Netznutzungsentgelte zu sozialisieren.

Abstract

As the amount of wind generation within an electricity supply system increases, the impacts on power system operation become evident leading to extra costs on the one hand as well as effecting reductions of CO₂-emissions on the other. The existing literature does not provide clear information, to which extent these effects are influenced by the configuration of the power system and whether measures on the demand side allow more efficient integration of this renewable energy source.

Wind power production replaces production from fossil fuel fired power plants and therefore reduces CO₂-emissions in the range of 0.75 tCO₂/MWh(wind) for 2005 in Austria. This specific reduction declines by about 20–30 % until the year 2020. In Germany the corresponding numbers are higher due to the higher share of coal units in the system. Additional wind related emissions reduce the CO₂-reduction effect by 8 % for highest wind penetration levels in Germany. Extra costs occur due to impacts on the operation of conventional power plants and because of additional requirements for minute reserve and balancing power. The latter effect is dominant for the current wind penetration and becomes increasingly relevant with a rising share of wind power in the system. According to the baseline-scenario specific total system operation costs rise up to 1.8 €/MWh(wind) for Austria und 3.5 €/MWh(wind) for Germany in 2020. Better wind power forecasts can lower these costs by up to 30 % in a medium term perspective. If the flexibility of the power system decreases due to congestions, balancing costs may rise by 15 % in the worst case.

Activating demand response is an adequate measure to react on the limited contribution from wind power to system security especially when conventional capacities decline. Potentials on the demand side are available to a considerable extent in different consumption sectors and can be activated anytime which is not the case for building new power capacity. For balancing groups with an increasing share of wind power production flexible loads can be used as an option to limit costs for balancing power.

For the short to medium term better wind prediction is the key aspect for integrating wind power more efficiently. Flexible loads can rise the value of wind power especially when system capacity reaches critical limits. Current approaches for allocating wind related grid extension und connection costs in Austria and Germany do not consider the fundamental unbundling principle. Therefore in Austria a discrimination-free access to the grid cannot be guaranteed. An efficient use of the offshore potential in Germany is only possible if the extension of the coastal grid is coordinated and financed by the grid operator.

Zusammenfassung / Summary

Zusammenfassung

Die vermehrte Integration von Windenergieanlagen (WEA) in elektrische Energieversorgungssysteme wirkt sich zunehmend auf den Systembetrieb aus und verursacht dadurch einerseits zusätzliche Kosten und führt andererseits zu einer Reduktion von CO₂-Emissionen. Ausgehend von den bisherigen Erkenntnissen bleiben die Fragen offen, wie sich die Zusammensetzung des Kraftwerksparks auf diese Effekte auswirkt und ob bzw. in welchem Umfang die Verbrauchsseite in der Lage ist, die Integration der volatilen Windenerzeugung zu unterstützen. Die Beantwortung dieser Fragen soll die Windenergie mit anderen Technologien besser vergleichbar machen und zu Ansätzen führen, die eine optimierte Integration dieser erneuerbaren Technologie erlauben.

In dieser Arbeit werden Auswirkungen der Einspeisung aus Windenergieanlagen (WEA) auf ein dominant thermisches (Deutschland) und ein hydraulisch-thermisches System (Österreich) identifiziert und bzgl. der Kosten und CO₂-Emissionen bewertet. Weiters werden Potenziale von verlagerbaren Anwendungen in verschiedenen Verbrauchssektoren zum Ausgleich der volatilen Windeinspeisung erhoben und sowohl technische als auch wirtschaftliche Aspekte der Reservevorhaltung durch Lastabschaltung analysiert. Die Analyse der Auswirkungen der WEA-Einspeisung auf den Systembetrieb erfolgt durch Simulationsrechnungen mit einem im Zuge dieses Projekts entwickelten Energiesystemmodell. Die Datengrundlage für die Modellierung bilden in erster Linie Zeitreihen der WEA-Einspeisung und des Verbrauchs inkl. deren Prognosen, sowie Kapazitäten, technische und wirtschaftliche Kenndaten des konventionellen Kraftwerksparks in Österreich und Deutschland und deren Entwicklung bis zum Jahr 2020.

Die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse dieses Projekts sind:

Für die unterstellten Annahmen zum zukünftigen Ausbau bis 2020 ist mit einer Entwicklung der WEA-Einspeisung wie in Tabelle 0.1 dargestellt zu rechnen. In Österreich steigt damit die durchschnittliche jährliche Erzeugung auf 2760 GWh im Jahr 2020, was einem Anteil von 3,9 % des Verbrauchs entspricht. Für Deutschland ergibt sich eine jährliche Erzeugung von rund 100.000 GWh, was bezogen auf den Verbrauch einem Anteil von 18,1 % entspricht.

Tabelle 0.1: Annahmen zur Entwicklung der installierten WEA-Leistung und -Erzeugung in Österreich und Deutschland bis zum Jahr 2020

<i>Baseline-Szenario</i>		2000	2005	2010	2015	2020
AT	installierte WEA-Leistung in MW	77	654	1.162	1.209	1.494
	Winderzeugung in GWh/a	129	1.226	2.138	2.232	2.760
	Volllaststunden in h/a	1.675	1.875	1.840	1.846	1.847
DE	installierte WEA-Leistung in MW	6.039	17.000	23.100	29.400	39.000
	Winderzeugung in GWh/a	10.668	29.850	43.915	65.484	98.987
	Volllaststunden in h/a	1.767	1.756	1.901	2.227	2.538

Die primäre Motivation, Energie aus erneuerbaren Ressourcen zu fördern, ergibt sich durch die damit verbundene Reduktion von CO₂-Emissionen. Die Erzeugung aus WEA verdrängt Einspeisung aus mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken und mindert damit die Gesamt-CO₂-Emissionen des Energiesystems. Der Umfang dieser Reduktion hängt davon ab, welche Kraftwerkstechnologien durch die Windeinspeisung in welchem Umfang verdrängt werden und ist damit von der Zusammensetzung des Kraftwerkssystems und dem Umfang sowie der Charakteristik der WEA-Einspeisung abhängig.

Für Österreich liegen die spezifischen CO₂-Reduktionen im Baseline-Szenario für das Jahr 2005 bei 0,75 tCO₂/MWh(Wind) und für das Jahr 2020 bei 0,48 tCO₂/MWh. In Deutschland ist das spezifische Reduktionspotenzial mit 0,87 (2005) bzw. 0,68 tCO₂/MWh(Wind) (2020) durch den höheren Anteil der Verdrängung von Kohlekraftwerken um ca. 15 % höher. Mit zunehmender WEA-Einspeisung sinken die spezifischen CO₂-Einsparungen, da zunehmend emissionsärmere Kraftwerke verdrängt werden.

Die WEA-Einspeisung ist nur bedingt prognostizierbar. Die Standardabweichung der day-ahead-Prognose liegt derzeit in Österreich bei rund 13,5 % (bezogen auf die installierte WEA-Leistung); in Deutschland ist der Prognosefehler aufgrund der geringeren geografischen Konzentration und der höheren Prognosegüte mit 6,5 % wesentlich geringer. Durch die Unsicherheit der Erzeugung von WEA ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf an Minutenreserve (MR) und durch dessen vermehrten Abruf steigt auch der Ausgleichsenergiebedarf.

Kosten durch zusätzliche MR fallen in Form von Opportunitätskosten und Kosten durch geringeren Wirkungsgrad im Teillastbetrieb an. Die spezifischen Kosten für zusätzlichen Reserve- und Ausgleichsenergiebedarf steigen mit zunehmendem Windausbau und weisen einen degressiven Verlauf auf. Im Baseline-Szenario ergeben sich für Österreich spezifische Kosten von 1,3 €/MWh und für Deutschland von 2,9 €/MWh im Jahr 2020.

Die Kosten werden wesentlich durch den Windprognosefehler und die Zusammensetzung des Kraftwerksparks bestimmt. Durch Verbesserung der Prognosegüte können die Kosten für MR-Vorhaltung bis zum Jahr 2020 um bis zu ein Drittel gesenkt werden. Sind hingegen durch vermehrte Engpässe bzw. die Entwicklung der Kraftwerksstruktur günstige Reserveeinheiten nur beschränkt verfügbar, steigen die Kosten um max. 15 % an.

Zusammenfassend werden die jährlichen zusätzlichen Kosten und CO₂-Reduktionen der WEA-Einspeisung in Tabelle 0.2 und Tabelle 0.3 dargestellt. Dabei werden auch Kosten und CO₂-Emissionen durch die veränderte Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks ausgewiesen.

Tabelle 0.2: Jährliche zusätzliche Kosten durch Auswirkungen der WEA-Einspeisung auf den Systembetrieb in Österreich und Deutschland bis 2020

Baseline-Szenario		2000	2005	2010	2015	2020
AT	Kosten durch MR- und AE-Bedarf in Mio./a	0,0	1,2	2,6	2,6	3,6
	Kosten durch veränderte Fahrweise in Mio.€/a	0,1	0,6	1,1	1,1	1,4
	Gesamtkosten in Mio.€/a	0,1	1,8	3,7	3,8	5,0
DE	Kosten durch MR- und AE-Bedarf in Mio./a	11,2	70,9	115,9	173,2	281,9
	Kosten durch veränderte Fahrweise in Mio.€/a	5,3	14,9	22,0	32,7	49,5
	Gesamtkosten in Mio.€/a	16,5	85,8	137,9	205,9	331,4

Tabelle 0.3: Jährliche CO₂-Reduktionen durch WEA-Einspeisung mit und ohne Berücksichtigung von zusätzlichen windbedingten Emissionen in Österreich und Deutschland bis 2020

Baseline-Szenario		2000	2005	2010	2015	2020
AT	CO ₂ -Einsparungen in MtCO ₂ /a	0,10	0,91	1,26	1,27	1,32
	CO ₂ -Einsparungen inkl. Fahrweise	0,10	0,86	1,19	1,21	1,28
	CO ₂ -Einsparungen inkl. Fahrweise und MR	0,10	0,86	1,19	1,21	1,27
DE	CO ₂ -Einsparungen in MtCO ₂ /a	9,35	25,73	31,84	45,51	66,22
	CO ₂ -Einsparungen inkl. Fahrweise	8,78	23,73	29,99	42,50	61,37
	CO ₂ -Einsparungen inkl. Fahrweise und MR	8,77	23,61	29,82	42,30	61,07

Die Ergebnisse zeigen, dass die dominante Kostenkomponente bereits bei den derzeitigen installierten Leistungen jene für zusätzlichen MR- und AE-Bedarf ist. Der CO₂-Einspareffekt durch Verdrängung von konventioneller Erzeugung sinkt durch die zusätzlichen windbedingten Emissionen um max. 4 % im thermo-hydraulischen System, um max. 8 % im dominant thermischen System.

Ein bisher vernachlässigter Ansatz zur verbesserten Integration von WEA ist die Einbindung von Verbrauchern zum Ausgleich der volatilen Winderzeugung. Die Motivation für diesen Ansatz liegt nicht, wie ursprünglich angenommen, in der Reduktion von windbedingten CO₂-Emissionen. Vielmehr lässt sich durch die Einbindung der Verbrauchsseite zum Leistungsausgleich die Systemsicherheit erhöhen und weiters sind wirtschaftliche Anreize für Energieversorger gegeben, die zum Teil an Kunden weitergegeben werden könnten.

Anwendungen müssen bestimmte Merkmale aufweisen, um als Reserven genutzt werden zu können. Einen Überblick über die wichtigsten verlagerbaren Anwendungen in verschiedenen Sektoren und deren Kategorisierung zeigt Tabelle 0.4.

Tabelle 0.4: Überblick über verlagerbare Anwendungen nach Sektoren und Kategorisierung entsprechend deren Charakteristik

Sektor	Anwendung	Kategorie		
		Speicher	zeitlich verschiebbar	abschaltbar
Haushalt	Kühlen/Gefrieren	X		
	Waschen		X	
	Trocknen		X	
	Spülen		X	
	Beleuchtung			X
Gewerbe	Prozesskälte	X		
	Lüftung		X	
Öffentlicher Sektor	Prozesskälte	X		
	Lüftung		X	
Industrie	Prozesskälte	X		
	Lüftung		X	

Das Lastverlagerungspotenzial ist primär durch den aggregierten Verbrauch der betrachteten Anwendungen bestimmt und schwankt daher sowohl tages- als auch jahreszeitlich. In Abbildung 0.1 wird das technische Potenzial von Haushaltsanwendungen dem derzeitigen sowie zukünftigen Minutenreservebedarf in Österreich gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass allein die betrachteten Haushaltsanwendungen auch im Jahr 2020 einen wesentlichen Beitrag zur Reserve liefern können.

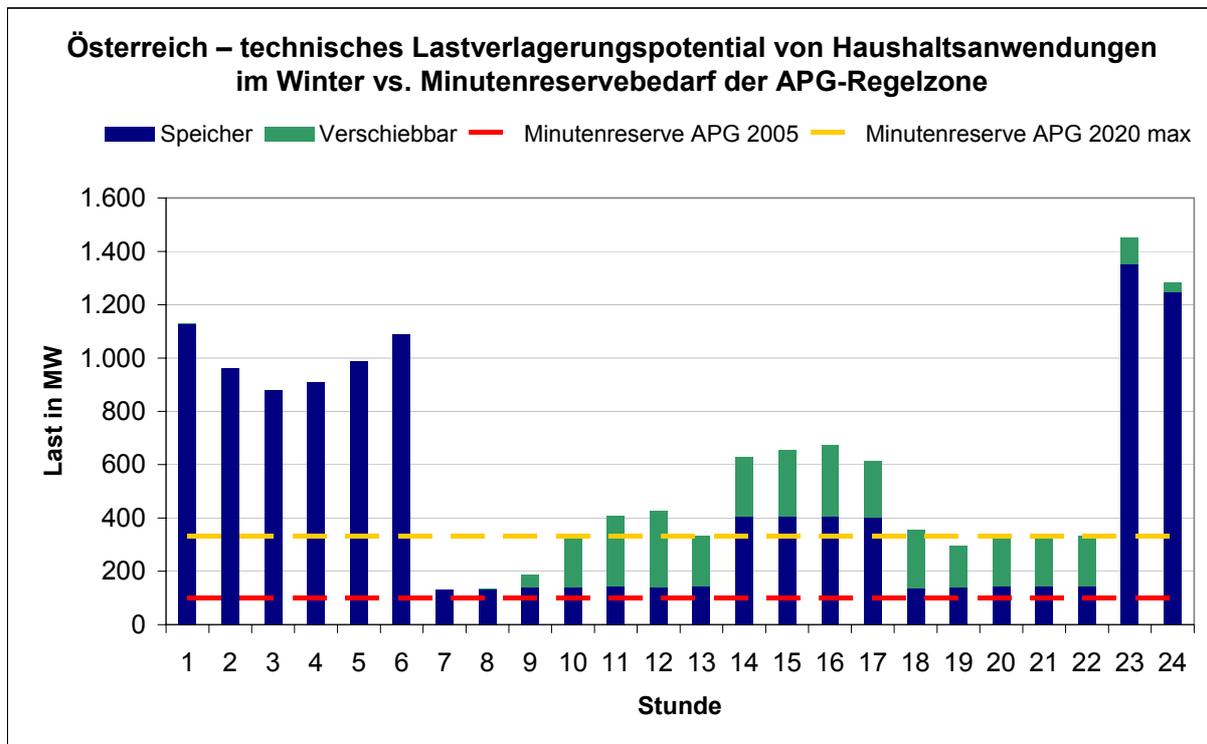


Abbildung 0.1: Gegenüberstellung des technischen Verlagerungspotenzials im Haushalt für einen Wintertag mit dem Minutenreservebedarf der APG-Regelzone 2005 und 2020 bei Windausbau lt. BEST-Szenario und einem Windprognosefehler von 14 % (RMSPE)

Das wirtschaftlich realisierbare Lastverlagerungspotenzial ist mit der derzeitigen empirischen Datenlage nur schwer abzuschätzen. Anreize für die Einbindung der Lastseite ergeben sich zukünftig vor allem für Bilanzgruppen, die einen steigenden Anteil von WEA-Einspeisung aufweisen und für Systembetreiber, die auf eine Verknappung der Überkapazitäten reagieren müssen.

Wie das norwegische Beispiel zeigt, kann die Systemsicherheit besonders zu Spitzenlastzeiten durch verbrauchsseitige Reserven unterstützt werden, die bei Bedarf die Nachfrage reduzieren. Somit kann die Einbindung des Verbrauchs den Leistungseffekt der Windenergie indirekt erhöhen und damit den Wert dieser erneuerbaren Technologie steigern. Die Nutzung von Verbrauchern als Reserve ist jederzeit möglich und bedarf keiner Vorlaufzeit, wie die vergleichbare Errichtung von neuen Kraftwerken.

Kurz- bis mittelfristig lässt sich die Integration von WEA in bestehende Systeme vor allem durch eine verbesserte Windprognose effizienter gestalten. Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks wirkt sich stark auf die zusätzlichen windbedingten Systemkosten aus, wie der Vergleich des österreichischen mit dem deutschen System zeigt. Zunehmende Netzengpässe und die zukünftige Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks wirken sich nur moderat auf die zusätzlichen Kosten aus. Bei Verknappung von Überkapazitäten kann der Beitrag von WEA zur Systemsicherheit durch Einbindung der Lastseite indirekt erhöht werden. Bilanzgruppen, die in Österreich mit einem steigenden Anteil von Windenergie konfrontiert sind, haben durch die Nutzung von verbrauchsseitigen Reserven eine Option, die Kosten für Ausgleichsenergie zu begrenzen. Die derzeit geübte Praxis der Sozialisierung von windbedingten Netzanschluss- und -erweiterungskosten stellt in Österreich den diskriminierungsfreien Netzzugang nicht ausreichend sicher. In Deutschland stellt die derzeitige Praxis der Allokation von Netzanschlusskosten an WEA-Betreiber eine Barriere für den koordinierten Ausbau des küstennahen Netzes und damit der Nutzung von Offshore-Windpotenzialen dar.

Weiterhin offene Fragen beziehen sich auf die optimale zukünftige Gestaltung von Fahrplan- und Ausgleichsenergiemärkten in Europa, um dem zunehmenden Anteil der WEA-Einspeisung und ihrer Charakteristik Rechnung zu tragen. Bezüglich der Einbindung der Lastseite stellt sich die Frage, ob bereits unter den herrschenden Rahmenbedingungen wirtschaftliche Anreize für Energieversorgungsunternehmen bestehen.

Summary

As the amount of wind generation in an electricity network increases, the impacts on power system operation become evident and lead to extra costs and reductions of CO₂-emissions. Based on the existing literature it is not clear, to which extent these effects are influenced by the configuration of the power system and whether measures on the demand side allow more efficient integration of this renewable energy source. Answering these questions may help to compare wind power with other conventional as well as renewable energy technologies in a consistent manner and allows to evaluate approaches for an optimised integration of wind energy in power systems with different characteristics.

Several effects of wind power production on power system operation are analysed for predominantly thermal (Germany) and a hydro-thermal system (Austria) and corresponding costs and CO₂-reductions are allocated. Furthermore potentials for demand response are determined for different consumption sectors and technical as well as economical aspects of using power demands to provide reserves are investigated. Extra costs and net-CO₂-reductions related to wind power are determined by running simulations with a power system model developed within this project. Basic data for the simulation include hourly time series of wind power and demand as well as capacities, technical and economic parameters of the conventional power plants until 2020.

Main results and conclusions of this study are:

According to the BAU-scenario wind capacity continuously increases in Austria and Germany until 2020 (see table below). The annual wind power production rises up to 2760 GWh in Austria which is equal to 3.9 % of the annual total consumption. In Germany the annual production from wind power increases up to around 100,000 GWh for the year 2020 or 18.1 % respectively.

Table 0.5: Assumptions on the development of wind capacity and wind power production for Austria and Germany until 2020

<i>Baseline-scenario</i>		2000	2005	2010	2015	2020
AT	Wind capacity in MW	77	654	1.162	1.209	1.494
	Wind power production in GWh/yr	129	1.226	2.138	2.232	2.760
	Full load hours in h/yr	1.675	1.875	1.840	1.846	1.847
DE	Wind capacity in MW	6.039	17.000	23.100	29.400	39.000
	Wind power production in GWh/yr	10.668	29.850	43.915	65.484	98.987
	Full load hours in h/yr	1.767	1.756	1.901	2.227	2.538

The main objective for promoting energy from renewable sources is to reduce CO₂-emissions. Wind power is replacing production from power plants that operate with fossil fuels, which leads to lower overall emissions of the energy system. The amount of the corresponding reduction is influenced by the wind power production as well as the shares of the production of different technologies that are replaced.

According to the baseline-scenario specific CO₂-reductions of wind power in Austria decline from 0.75 tCO₂/MWh(wind) in 2005 to 0.48 tCO₂/MWh(wind) in 2020. Because of the higher

share of replaced production from coal plants the corresponding numbers for Germany are around 15 % higher. The results show, that the specific reduction of CO₂-emissions declines with higher wind penetrations, because production from power plants with lower emissions is gradually replaced.

Wind power is an intermittent energy source that can be predicted to a limited extent. Current standard deviations of the wind power forecast errors in Austria are around 13.5 % and in Germany around 6.5 % of installed wind capacity. In Germany the fluctuations of wind power production are lower due to higher spatial distribution and better wind forecast tools. The uncertainty of wind power leads to additional requirements for minute reserves and to higher amounts of balancing power.

Costs allocated to additional reserve requirements and balancing power (balancing costs) occur in form of opportunity costs und due to lower efficiencies of thermal power plants when operating part loaded. Specific balancing costs increase with higher wind penetration levels. In the baseline-scenario specific balancing costs rise up to 1.8 €/MWh(wind) in Austria and 3.5 €/MWh(wind) in Germany for the year 2020. The most important parameters that are influencing these costs are the quality of wind power forecasts and the configuration of the power system. Lower forecast errors may lead to a decrease of costs in the range of 30 % until 2020. Because of increasing congestions on the network that lead to a lower availability of flexible production costs may rise up to 15 %.

Annual extra costs and CO₂-reductions related to wind power are summarised in the following tables. Please note, that there are effects on the operation of the existing power plants considered too.

Table 0.6: Development of additional annual system operation costs related to wind power in Austria and Germany until 2020 according to the baseline-scenario

<i>Baseline-scenario</i>		2000	2005	2010	2015	2020
AT	Reserves and balancing power cost in Mio.€/yr	0,0	1,2	2,6	2,6	3,6
	Power plant operation cost in Mio.€/yr	0,1	0,6	1,1	1,1	1,4
	Total system operation cost in Mio€/yr	0,1	1,8	3,7	3,8	5,0
DE	Reserves and balancing power cost in Mio.€/yr	11,2	70,9	115,9	173,2	281,9
	Power plant operation cost in Mio.€/yr	5,3	14,9	22,0	32,7	49,5
	Total system operation cost in Mio€/yr	16,5	85,8	137,9	205,9	331,4

Table 0.7: Development of annual CO₂-reductions related to wind power w/o consideration of additional system related emissions for Austria and Germany until 2020

Baseline-scenario		2000	2005	2010	2015	2020
AT	CO ₂ -reduction in MtCO ₂ /yr	0,10	0,91	1,26	1,27	1,32
	CO ₂ -reduction incl. Power Plant operation	0,10	0,86	1,19	1,21	1,28
	CO ₂ -reduction incl. PP operation & reserves	0,10	0,86	1,19	1,21	1,27
DE	CO ₂ -reduction in MtCO ₂ /yr	9,35	25,73	31,84	45,51	66,22
	CO ₂ -reduction incl. Power Plant operation	8,78	23,73	29,99	42,50	61,37
	CO ₂ -reduction incl. PP operation & reserves	8,77	23,61	29,82	42,30	61,07

The results show that costs for additional balancing costs are dominant for the current wind penetration level and becoming even more relevant with higher penetration. Wind related CO₂-reductions are mainly determined by the replacement of fossil fuel production and effects on system operation lower this potential in the range from 4 % (Austria) to 8 % (Germany) in the year 2020.

Fairly new approach to encourage the integration of wind power is to use demand response to balance intermittent production. The main motivation for this approach is not to reduce CO₂-emissions, but to provide system security and financial benefits for utilities.

Appliances have to show specific characteristics to be suitable for providing power reserves. Table 0.8 gives an overview of the most important responsive appliances and their classification.

Table 0.8: Overview of responsive loads in different sectors

Sector	Appliance	Categorie		
		Storage	Flexible	Discetionary
Housholds	Cooling/Freezing	X		
	Washing		X	
	Drying		X	
	Dish washing		X	
	Lightning			X
Commercial sector	Cooling	X		
	Ventilation		X	
Public sector	Cooling	X		
	Ventilation		X	
Industry	Cooling	X		
	Ventilation		X	

Potentials for demand response are primarily determined by the aggregated consumption of flexible appliances and are therefore depending on daytime and season. The technical potential is furthermore reduced by the aggregated availability that is in the range of 80 %. Technical constraints (like e.g. temperature limits of cooling appliances) limit the potential of demand response as the duration of the activation increases. The comparison of technical potentials of flexible loads in households with current and future requirements for minute reserves in Austria show that the consumption is able contribute to system balancing to a high extent (see Figure 0.2).

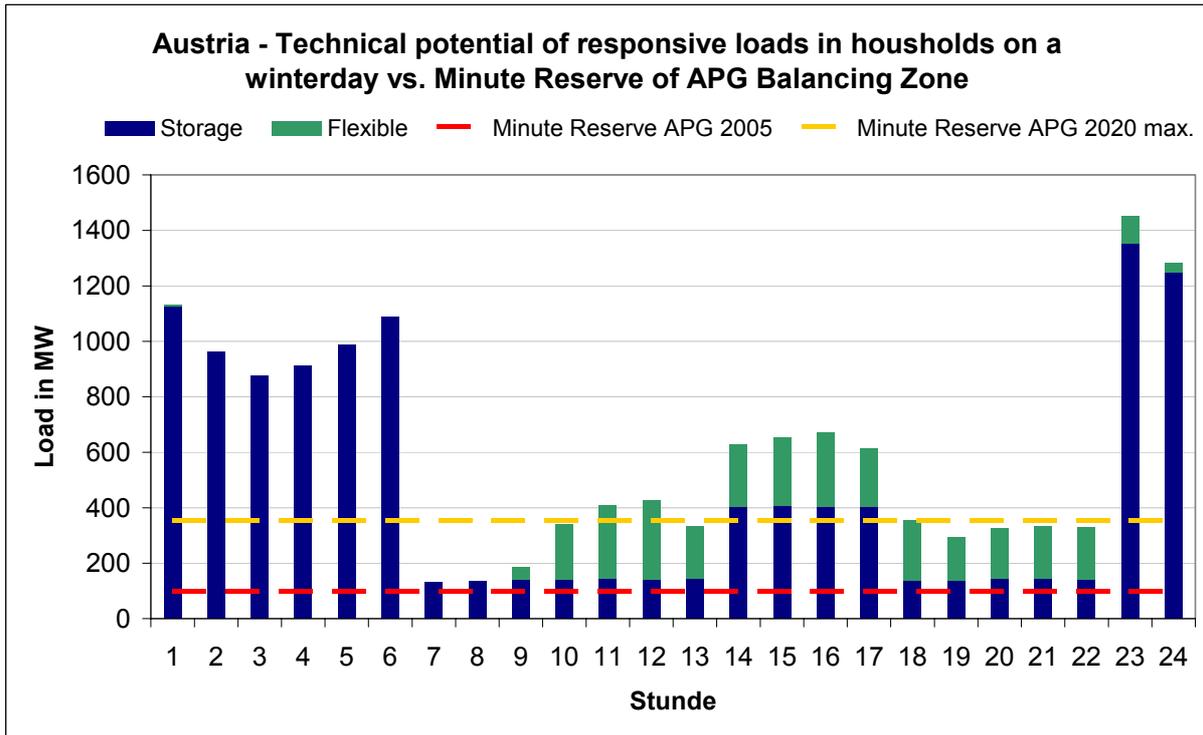


Figure 0.2: Comparison of the technical potential of responsive loads in households on a winterday with current and future requirements for minute reserve of the APG Balancing Zone. Assumptions: Wind power development according to BEST-scenario, wind forecast error = 13.5 % (RMSPE)

Based on the existing empirical data it is not possible to determine the realisable potential of reserves from consumption. Future trends that provide incentives for the activation of demand response are decreasing conventional power capacities and increasing shares of wind power in the system.

The Norwegian case shows that power reserves from demand response can provide system security especially during peak load events even better than power plants can do. Using loads as power reserves may therefore be an adequate measure to react on the varying contribution of wind power to the system security. In contrast to the installation of new power plants, flexible loads are already available.

The work conducted has shown that on the short to medium term better wind power forecasts may ensure a more effective integration of wind power. The comparison of the Austrian and German system shows that the shares of different power technologies are considerably influencing additional wind related system costs. If the system becomes less flexible because of congestions or a decreasing share of flexible units, wind related costs are rising slightly. Activating demand response is an adequate measure to react on the limited contribution from wind power to system security especially when conventional capacities decline. For balancing groups with an increasing share of wind power, demand response may be an option to limit costs for balancing services in the future. The current allocation of grid related costs to wind power operators is not considering the fundamental principle of unbundling. This leads to discrimination concerning the access to the existing grid in Austria. In Germany the allocation from grid connection costs to wind power producer is the major barrier for the coordi-

nated extension of the existing coastal grid, which is of importance for the future wind power development offshore.

Additional research is needed to identify how current market designs have to be adapted to react on the increasing share of intermittent production from wind power in Europe. One further interesting question is whether integrating demand response to optimise production and consumption can raise dividends for utilities under current conditions.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Im Laufe der letzten Jahre sind die Anstrengungen zum Schutz des Klimas und zu einem Wechsel von begrenzten zu erneuerbaren Energieträgern im Bereich der Windenergie in einigen europäischen Ländern äußerst erfolgreich gewesen. So hat in Deutschland die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen etwa seit Mitte der 1990er Jahre stark zugenommen. Bis Ende 2003 waren über 14.000 MW Windleistung installiert, die einer konventionellen Kraftwerksleistung von ca. 100.000 MW gegenüber stehen (d.h. mehr als 10 % der gesamten installierten Leistung bzw. ca. 3,5 % des gesamtdeutschen Stromaufkommens).

Auch in Österreich wird – wie in vielen anderen Ländern in Europa – der Windenergie für eine zukünftige nachhaltige Energieversorgung in den nächsten Jahren eine bedeutende Rolle zugeschrieben. Bis Ende 2002 waren in Österreich Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 139 MW an das Netz angeschlossen (IG Windkraft (2004b)). Im Rahmen der derzeit gültigen Fassung des EIWOG zur Erreichung des 4 %-Ziels im Jahr 2008 wird die installierte Windleistung bis zum Jahr 2008 auf ca. 800 MW ansteigen. Derzeit wird in der Praxis jedoch eine mögliche Bandbreite von 700 bis 1700 MW bis zum Jahr 2008 diskutiert (vgl. Studie Consentec et al.).

Die zunehmende Integration von Windenergie übt natürlich erheblichen Einfluss auf die bestehende Elektrizitätserzeugung und das Netz aus. Für eine Analyse der Situation in Österreich und eine Ableitung von Handlungsempfehlungen für die zukünftige Entwicklung kann auf internationale Erfahrungen z.B. in Deutschland, Großbritannien, Dänemark, etc. zurückgegriffen werden. Gleichzeitig sind insbesondere auch die Gegebenheiten eines stark hydraulisch geprägten Systems und der derzeitigen Netzbelastung in Österreich zu berücksichtigen.

Aufgrund der Volatilität des Winddargebots steht nur ein Bruchteil (ca. 5 % der installierten Leistung) als tatsächlich gesicherte Leistung zur Verfügung. Die verbleibende Leistung muss über Regel- und Reservekraftwerke für den Fall einer Abweichung von der erstellten Prognose bereitgestellt werden. Der fluktuierende Charakter der Windenergie bedingt daher die Notwendigkeit flexibler und regelfähiger Energieerzeugungseinheiten und stellt neue Anforderungen an das bestehende Energiesystem, das Übertragungsnetz und dessen Regelung.

Als Regelungseinheiten erfüllen besonders Wasserkraftwerke (Pumpspeicher) sowie Gasturbinen und GuD-Anlagen die Anforderungen, die sich aus der fluktuierenden Windstromerzeugung ergeben. Im Rahmen dieses Projekts wird daher ein Vergleich zwischen thermisch (Deutschland) und hydraulisch (Österreich) ausgerichteten Systemen durchgeführt, um den Einfluss auf die Fahrweise der bestehenden Kraftwerke und auf die Vorhaltung von Regel- und Reserveenergie zu ermitteln und die unterschiedlichen Charakteristika herauszuarbeiten. In diesem Zusammenhang wird auch die Belastung des Netzes entsprechend detailliert analysiert.

Im Zusammenhang mit der Windintegration wird vor allem die Frage kontrovers diskutiert, inwieweit der ökologische Vorteil der „emissionsfreien“ Stromerzeugung aus Windkraft durch eine notwendige Regelleistungsvorhaltung – meist in thermischen Kraftwerken – reduziert

wird bzw. welche Auswirkungen eine zunehmende Einspeisung von Windenergie auf den Netzbetrieb haben und wie anfallende zusätzliche Kosten vergütet und „sozialisiert“ werden.

Der große Mangel der bisherigen Analysen (national und international) besteht darin, dass lediglich erzeugerseitige Maßnahmen der Handhabung des zusätzlichen Regelenergiebedarfs durch Windintegration berücksichtigt wurden.

In diesem Projekt wird nun die Lücke geschlossen und eine Gesamtoptimierung des Energiesystems unter zusätzlicher Berücksichtigung des Lastmanagements auf der Nachfrageseite untersucht. Das Ziel ist dabei, sämtliche Maßnahmen zur Verringerung der Netto-Volatilität des Systems – einerseits bedingt durch die fluktuierende Winderzeugung, andererseits durch den volatilen Lastgang – auszuschöpfen.

Auf der technologischen Seite haben sich dabei in den letzten Jahren vor allem durch intelligente Kommunikationstechniken fundamental neue Vernetzungsmöglichkeiten ergeben, die eine verbesserte Interaktion von Erzeugung und Nachfrage gewährleisten.

Ideen und methodische Ansätze zur Abschätzung des Lastmanagementpotenzials im Zusammenhang mit der fluktuierenden Winderzeugung können aus verschiedenen Feldstudien mit Lastmanagement (bzw. Demand Side Management allgemein) der Vergangenheit (bzw. auch aktuelle) abgeleitet und entsprechend adaptiert werden.

In Simulationen für zukünftige Energiesysteme sind diese nachfrageseitigen Potenziale zur Minimierung des Regelenergieaufwandes und somit der zusätzlichen Kosten des Gesamtsystems bedingt durch die Windstromeinspeisung bisher kaum abgebildet worden.

Dieser Aspekt der Verbindung von erneuerbarer Erzeugung (Wind) und Nachfrageseite ist einer der wesentlichen Beiträge dieses Projekts zu den Gesamtzielen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“. Vor allem die derzeit vielfach vernachlässigten Potenziale der Nachfrageseite (z.B. Lastmanagement, Energieeffizienz) werden zukünftig in einem nachhaltigen Energiesystem eine zunehmend bedeutende Rolle spielen.

Energiesysteme, die nur Maßnahmen der Optimierung auf der Erzeugerseite (inkl. erneuerbarer Energieträger) ansprechen sind insofern sub-optimal, als dass die Nachfrage als exogen vorgegeben angenommen wird und nicht in einem Wechselspiel mit der Erzeugerseite betrachtet wird.

In den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung in Österreich, die im Rahmen der Ausschreibung zu diesem Projekt erarbeitet wurden, wird gerade durch die Optimierung des Zusammenspiels für Windenergie und Lastmanagement sichergestellt, dass die treibhausgasrelevanten Emissionen sowie sonstige negative Umweltauswirkungen auf ein ökologisch und sozial verträgliches Mindestmaß reduziert werden. Mit diesem Projekt wird ein wichtiger Schritt gesetzt, um dieses Ziel auch tatsächlich in der Praxis zu erreichen.

1.2 Vorarbeiten zum Thema

In der Literatur werden zwar häufig Auswirkungen der Windenergie auf das Netz und den Netzbetrieb beschrieben, die Angabe von konkreten Zahlen über damit verbundene Kosten stellt jedoch die Ausnahme dar. Nicht selten werden Schätzwerte ohne Angabe von Hintergrundinformationen angegeben.

Zu den umfassendsten Arbeiten über windbedingte Systemkosten zählen ILEX/UMIST (2002) und Consentec et al. (2003). In ersterer Studie werden Netzerweiterungs-, Kapazitäts- und Regelenergiekosten für das Energieversorgungssystem in Großbritannien sehr detailliert für zwei Ausbauszenarien analysiert. Hier wird auch zum ersten Mal die Methode des so genannten „thermischen Äquivalents“ zur Berechnung der Kapazitätskosten angewendet. In Consentec et al. (2003) werden die Kosten für erhöhten Regelaufwand und Netzerweiterung in Österreich bis zu einer installierten WEA-Leistung von 1700 MW angegeben. Für die Netzanbindung von WEA am Binnenland werden technische Lösungen und deren Kosten sehr detailliert beschrieben. Umfassende Informationen zu Methoden der Windprognose und damit realisierbaren Kosteneinsparungen, sowie Ansätze für Strukturen von Ausgleichs- bzw. Regelenergiemärkten zur kostengünstigen Integration von WEA geben die Ausgaben 12/2003 und 04/2004 der monatlich erscheinenden Zeitschrift Windpower Monthly.

Relevante technische und wirtschaftliche Aspekte der Nutzung von Verbrauchern zur Reserve werden umfassend beschrieben in Kirby/Hirst (2003). In Kintner-Meyer et al. (2003) erfolgt die Darstellung einer möglichen Vorgangsweise, um aus Sicht des Stromkunden wirtschaftliche Vorteile durch die Teilnahme an Lastmanagementprogrammen zu erreichen. Sämtliche Aktivitäten im Bereich des Lastmanagements in den skandinavischen Ländern werden in Elkraft/Norden (2005) übersichtlich zusammengefasst.

1.3 Fokus und Schwerpunkt der Arbeit

Die übergeordnete zentrale Frage dieses Projekts lautet:

- Wie müssen optimale Strategien der Integration von Windenergie in verschiedene Energiesysteme vor allem unter besonderer Berücksichtigung des bisher vernachlässigten Lastmanagements zur Minimierung des Regelenergiebedarfs einerseits und zur Maximierung des CO₂-Einspareffekts durch Windintegration andererseits aussehen?

Dieser zentralen Frage vorgelagert ist die untergeordnete Frage:

- Welche Auswirkungen hat die fluktuierende Windstromerzeugung auf ein bestehendes konventionelles Kraftwerkssystem (insbesondere im Hinblick auf die notwendige Regelenergievorhaltung) und das Netz?

Um diese zentralen Fragen schließlich beantworten zu können, werden ihm Rahmen dieses Projekts folgende Fragen sukzessive beantwortet:

- Welche internationalen Erfahrungen für die Bewertung und Quantifizierung der zusätzlichen Systemkosten durch zunehmende Windintegration gibt es? Welche Auswirkungen hat dabei die zunehmende Windintegration auf den existierenden Kraftwerkspark?
- Wie sehen geeignete Methoden der Kostenallokation (veränderte Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks, Regel- und Reserveenergie, Netzanschluss und -erweiterung) bei vermehrter Windintegration aus?
- Wie sieht das analytische Zusammenwirken von Windstromerzeugung – bestehendem Kraftwerkspark – Netz – Nachfrage im gesamten Energiesystem unter verschiedenen Randbedingungen aus (z.B. mit bzw. ohne Netzengpässe) und wie kann dies optimiert werden (Minimierung des Regelenergiebedarfs)?

- Wie sieht dieses Zusammenwirken schließlich auf empirischer Datenbasis für die zwei fundamental unterschiedlichen Kraftwerkssysteme in Österreich (hydraulisch) und Deutschland (thermisch) bei verschiedenen Szenarien der Windintegration bis 2020 aus?
- Welcher resultierende Beitrag der Windstromeinspeisung zur CO₂-Einsparung ergibt sich schließlich für die zwei unterschiedlichen Energiesysteme (Österreich, Deutschland) bei den verschiedenen Szenarien der Windintegration bis 2020?
- Wie sehen entsprechende Handlungsempfehlungen (speziell für Österreich) einer zukünftigen optimalen Windintegration unter Berücksichtigung einer Vielzahl von erzeuger- und verbraucherseitiger Anpassungsmöglichkeiten aus?

1.4 Gliederung der Arbeit

Ausgangspunkt der Arbeit ist eine umfassende Recherche der bisher durchgeführten Studien zur Integration der Windenergie, die insbesondere die zusätzlichen Systemkosten behandeln. Darauf aufbauend werden die notwendigen Daten ermittelt, um eine modellgestützte Energiesystemanalyse durchzuführen. Ziel ist dabei, die bei einer verstärkten Windeinspeisung eingesparten Emissionen sowie die zusätzlichen Kosten zu ermitteln. Abgeschlossen wird die Arbeit mit unterschiedlichen Szenarien für die zukünftigen Stromversorgungssysteme in Österreich und Deutschland, die den Weg zu einer optimalen Integration der Windenergie aufzeigen.

Die Ziele der Arbeit werden in **Kapitel 2** vorgestellt. Die für diese Vorgehensweise genutzten Quellen sowie die angewendeten Methoden sind im **Kapitel 3** dargestellt. Das Kapitel umfasst die Schwerpunkte Simulation der Windeinspeisung, Abbildung der Lastverlagerungspotenziale, Simulation des Kraftwerkbetriebes sowie Abbildung der Netzbelastungen.

In **Kapitel 4** wird der derzeitige Stand der Technik beschrieben und auf die Erweiterungen im Rahmen dieser Arbeit eingegangen. Die Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete werden dann in **Kapitel 5** zusammengefasst, wobei sich die Struktur dieses Kapitels an jener des Projektantrags orientiert (d.h. Kap. 5.1 entspricht Arbeitspaket 1, Kap. 5.2 entspricht Arbeitspaket 2, usw.). Zunächst werden die internationalen Erfahrungen in Bezug auf die Integration der Windenergie und die damit verbundenen Kosten aufgezeigt. Daran schließt sich die Beschreibung der wichtigsten Parameter an, die für die zusätzlichen Kosten innerhalb des Energiesystems verantwortlich sind. Die nachfolgend beschriebenen Ergebnisse der Modellsimulation umfassen zum Einen eine detaillierte Beschreibung der Windeinspeisung und der Lastverlagerungsmöglichkeiten und zum Anderen die Rückwirkungen auf den Kraftwerkseinsatz sowie die Netzbelastung. Alle Ergebnisse werden abschließend ausführlich diskutiert, insbesondere im Hinblick auf die zusätzlichen Kosten, die Entwicklung des Energiesystems sowie der erreichbaren CO₂-Reduktionen. Schlussfolgerungen, Handlungsempfehlungen für verschiedene relevante Akteure und ein Ausblick auf den weiteren Forschungsbedarf schließen dieses Kapitel ab.

In **Kapitel 6** werden die Ergebnisse schließlich in Bezug auf die Ziele der Programmlinie "Energiesysteme der Zukunft" diskutiert.

Eine umfassende **Literaturliste** sowie verschiedene **Anhänge** schließen den Endbericht ab.

2 Ziele des Projekts

Das zentrale Ziel dieses Projekts ist in einem ersten Schritt die Beantwortung der in der Praxis sehr kontrovers diskutierten offenen Frage des resultierenden Beitrags der Windstrom-einspeisung zur CO₂-Einsparung, gestützt auf robusten Ergebnissen eigener Simulationsbe-rechnungen des österreichischen und deutschen Energiesystems und unter besonderer Be-rücksichtigung bisher vernachlässigter Maßnahmen des Lastmanagements zur Minimierung des Regelenergiebedarfs. In einem weiteren Schritt werden schließlich Handlungsempfeh-lungen (insbesondere für Österreich) für eine optimale zukünftige Integration von Windener-gie unter Berücksichtigung einer Vielzahl von erzeuger- und verbraucherseitiger Anpas-sungsmöglichkeiten unter verschiedenen Randbedingungen abgeleitet.

Zur Erreichung des zentralen Ziels sind folgende zentralen Fragen zu beantworten:

- Welche Auswirkungen hat die fluktuierende Windkraftstromerzeugung auf ein bestehen-des konventionelles Kraftwerkssystem (insbesondere im Hinblick auf die notwendige Re-gelenergievorhaltung) und das Netz unter verschiedenen Randbedingungen.
- Wie sehen zukünftige Strategien unter besonderer Berücksichtigung von Lastmanage-mentmaßnahmen auf der Nachfrageseite aus, um die fluktuierende Windstromerzeugung optimal in ein Energiesystem zu integrieren und den gesellschaftlichen Nutzen daraus zu maximieren.

3 Verwendete Methoden und Daten

3.1 Verwendete Methoden

Arbeitspakete 1 und 2

Im Mittelpunkt stehen umfassende Literaturrecherchen über methodische Lösungsansätze und empirische Daten der Kostenallokation bei erhöhter Windenergieeinspeisung und daraus abgeleitet die Definition der geeigneten Modellparameter zur Modellierung des österreichischen und deutschen Kraftwerkssystems.

Für die Ermittlung der windbedingten Systemkosten in Task 1.2 wird die verwendete Methodik an dieser Stelle kurz zusammengefasst:

Die windbedingten Systemkosten werden grundsätzlich in Abhängigkeit des Windausbaus bewertet und in Folge den langfristigen Grenzkosten der Winderzeugung gegenübergestellt. Für die Ermittlung der windbedingten Backup-Kapazitätskosten wird die Methode des „thermischen Äquivalents“ angewandt. Die Größenordnung, der den WEA zuordenbaren Netzanbindungs-, Netzerweiterungs-, und Regelenergiekosten, wird mittels Gegenüberstellung zuerst vereinheitlichter empirischer Daten festgestellt.

Arbeitspaket 3

Im umfassenden Arbeitspaket 3 werden verschiedene Methoden verwendet, um die einzelnen Fragen zu beantworten und die empirische Datenbasis für das Energiesystemmodell abzuleiten. Diese werden im Folgenden kurz dargestellt:

- Ermittlung des theoretischen Lastverlagerungspotenzials verschiedener relevanter Anwendungen:

Ausgangspunkt für die Ermittlung des theoretischen Lastverlagerungspotenzials für Österreich ist der Stromendverbrauch (inkl. Verbrauch aus Eigenerzeugung und Verluste) für das Referenzjahr 2000 aus der entsprechenden Betriebsstatistik (E-Control (2001)). Die Unterteilung in die Sektoren Haushalte, Industrie und tertiärer Sektor sowie die Fortschreibung der Werte bis 2020 (in 5-Jahres Schritten) erfolgt nach den Ergebnissen des Baseline-Szenarios in Kratena/Schleicher (2001). Der Verbrauch des tertiären Sektors wird weiters für die Bereiche Landwirtschaft, Gewerbe und öffentlicher Sektor entsprechend der Aufteilung gemäß Betriebsstatistik 2001 (E-Control (2001)) aufgeschlüsselt. Die Aufteilung des jährlichen Verbrauchs auf konkrete Anwendungen erfolgt für den Haushaltssektor basierend auf einer institutsinternen Datenbank, deren Werte bis zum Jahr 2020 unter Berücksichtigung historischer Trends fortgeschrieben werden. Für die Sektoren Gewerbe, Industrie und öffentlicher Sektor wird der Jahresverbrauch für relevante Anwendungen basierend auf Daten aus vorhandenen Datenbanken (ISI-Datenbank und GreenNet-Datenbank) bestimmt. Schließlich werden charakteristische Lastgänge (auf Jahresbasis mit 1-h Auflösung) für typische verlagerebare Anwendungen (wie Prozesskälte, Heizen und Warmwasser, Haushaltsanwendungen, etc.) mit dem jeweiligen, ermittelten Jahresverbrauch skaliert. Für unterbrechbare Lasten werden die jährlich von der APCS veröffentlichten Profile verwendet; die Profile der restlichen Anwendungen werden der hausinternen ISI-Datenbank entnommen.

Für die Ermittlung des Lastverlagerungspotenzials für Deutschland wird auch die eben beschriebene Methode verwendet, wobei als Datenbasis vorrangig eine hausinterne Datenbank (ISI-Datenbank) dient.

- Abbildung des Lastprognosefehlers

Zur Abbildung des Lastprognosefehlers wird der Jahresganglinie des Verbrauchs (Belastungsablauf 2003 lt. E-Control (2004) für Österreich) ein normalverteilter Fehler definierter Standardabweichung überlagert. Um den Einfluss des Lastprognosefehlers auf den Regelreserve- und -energiebedarf abschätzen zu können werden Standardabweichungen von 2, 3 und 4 % abgebildet.

- Simulation der Windeinspeisung und des Prognosefehlers

Zur Simulation der Windeinspeisung (ebenfalls auf Stundenbasis) wird das vom Projektpartner Fraunhofer-ISI entwickelte Windmodell (ISI-Windmodell) verwendet (für Details siehe Kapitel 3.2.1 und 5.3.1). Dieses wurde zur Analyse der Planungsprozesse von Energieversorgungsunternehmen entwickelt und simuliert die Elektrizitätsproduktion aus Windkraftanlagen auf Basis von Lastgängen der Windstromerzeugung.

Zur Abbildung der Windeinspeisung in Österreich und Deutschland wurden Daten zu Windgeschwindigkeit sowie Druck und Temperatur für eine Vielzahl von Standorten verwendet. Die Windeinspeisung in Österreich wurde über 15 Stationen und in Deutschland über ca. 180 Stationen abgebildet. Das Windmodell verwendet Daten zur mittleren Windgeschwindigkeit der genannten Standorte mit einer Auflösung von 10 min aus dem Messnetz der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) und des Deutschen Wetterdienstes (DWD). Das jährliche Windenergieangebot unterliegt deutlichen Schwankungen mit Abweichungen von bis zu 20 % vom langjährigen Mittel. Zur Berücksichtigung dieser Schwankungen verwendet das Modell drei Referenzdatensätze für ein gutes, ein mittleres und ein schlechtes Windjahr. Die Auswahl der Referenzjahre erfolgt anhand der Empfehlungen der ZAMG bzw. des Windindex des Internationalen Wirtschaftsforums für regenerative Energien (IWR 2002). Für die Analyse stehen für Deutschland Winddaten der Jahre 1998, 2000 und 2001 zur Verfügung; für Österreich werden die Jahre 1997, 2000 und 2002 verwendet. Weiterhin repräsentieren die gewählten Messstandorte aktuelle und potenzielle Gebiete, in denen Windturbinen installiert sind bzw. werden. Zur Skalierung der Messdaten auf Turbinenhöhe sind die Standorte in Windkategorien eingeteilt, die für Österreich auf Arbeiten von Dobesch/Kury (Dobesch/Kury (1997)) und für Deutschlands auf Arbeiten von Quaschnig (vgl. Quaschnig (2002)) basieren. Der Offshore-Bereich in Deutschland wird dabei durch Inselstandorte repräsentiert. Die für die Berechnung der mittleren Luftdichte notwendigen Daten zur Temperatur und dem Luftdruck wurden ebenfalls durch die ZAMG bzw. den DWD zur Verfügung gestellt (siehe Anhang 1 im Detail).

Für Deutschland ist das Windenergieangebot über mehrere Jahre in Abbildung 3.1 dargestellt. Dabei dient das Jahr 2000 als Repräsentant für ein gutes Windjahr, während 1998 ein Jahr mit mittlerem Windenergieangebot repräsentiert und 2001 als Beispiel für ein sehr geringes Windenergieangebot dient.

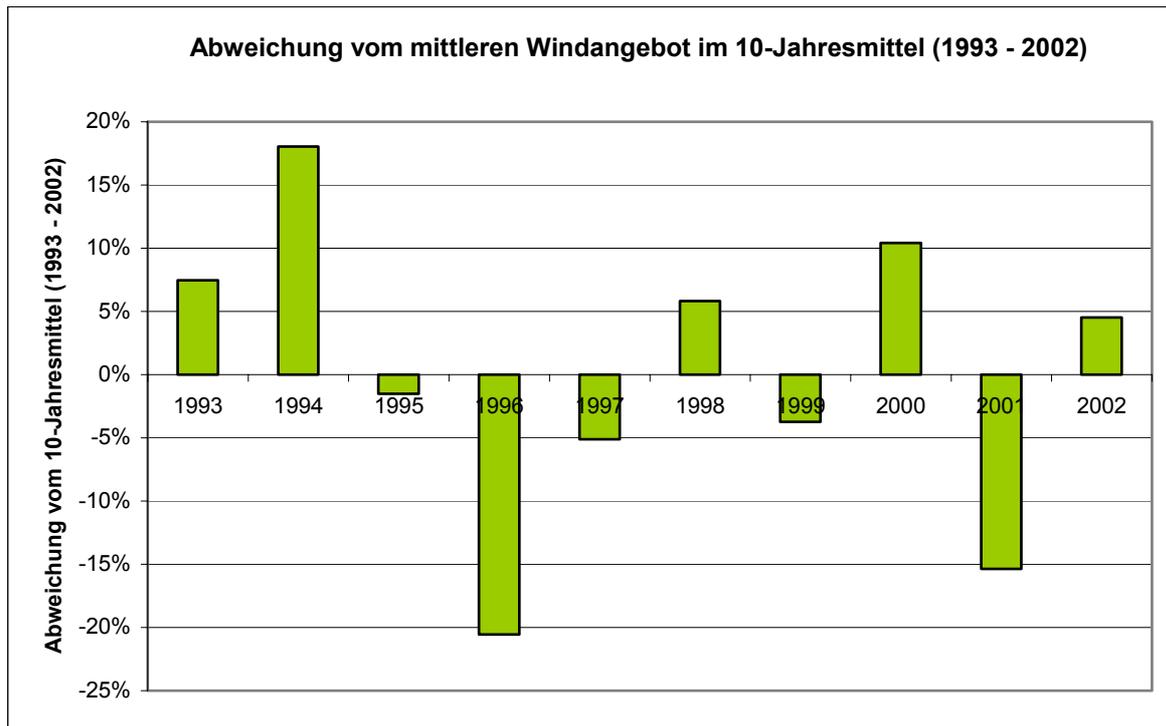


Abbildung 3.1: Schwankungen des jährlichen Winddargebots in Deutschland.
Quelle: REISI (2004).

Um das Verhalten der WEA möglichst realitätsgetreu abzubilden, werden im Modell Kennlinien von sieben Referenzanlagen benutzt, die jeweils einen bestimmten Typ repräsentieren. Zur Ermittlung der Anlagendaten wurden Herstellerangaben und veröffentlichte Messergebnisse herangezogen.

Struktur des Windmodells

Im Zentrum des Windmodells steht die Formel für die Leistung von WEA. Die notwendigen Variablen zur Berechnung dieser Formel werden in einzelnen Modulen errechnet und bereitgestellt. Die Struktur des Modells ist in Abbildung 3.2 dargestellt.

In einem ersten Modul wird die installierte Leistung auf Basis eines Verteilungsprofils auf die einzelnen Anlagentypen und Windstandorte heruntergebrochen. Mit Hilfe von Annahmen zur technischen Verfügbarkeit wird die verfügbare Rotorfläche errechnet. In einem zweiten Modul erfolgt eine Höhenkorrektur der hinterlegten Windgeschwindigkeiten in 10 m Höhe über Grund auf Nabenhöhe der Referenzanlagen. Für die Höhenkorrektur wird das logarithmische Höhenprofil verwendet.

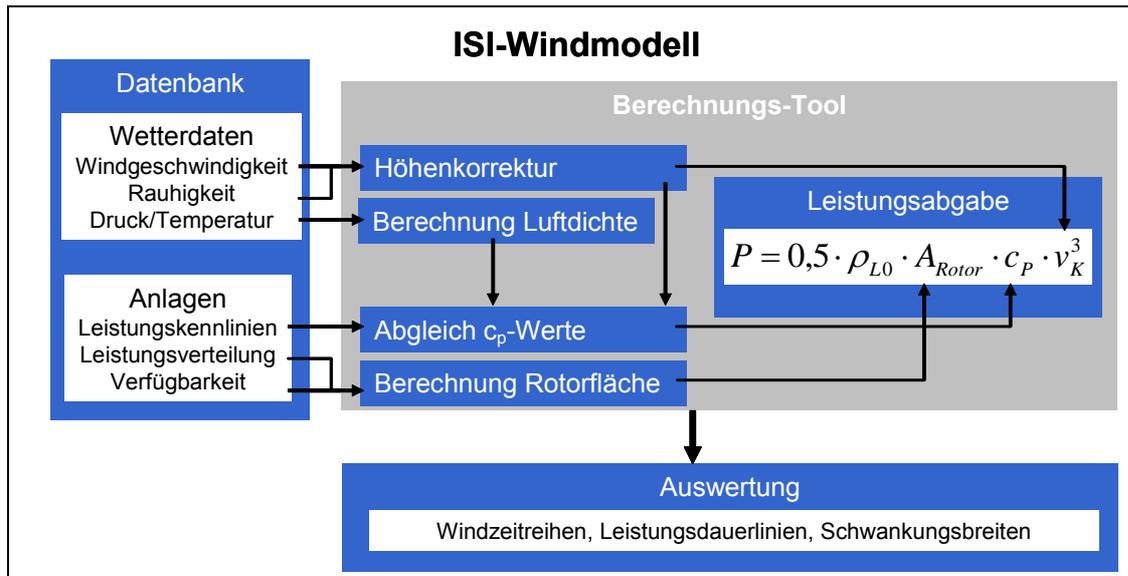


Abbildung 3.2: Struktur des Windmodells

Auf Basis des errechneten Lastgangs der Windenergie werden Analysen zur Leistungsdauerlinie, dem Tages- und Monatsgang und zur Wahrscheinlichkeitsverteilung der Fluktuationen im Lastgang der Windenergie in unterschiedlichen Intervallen berechnet.

Der Prognosefehler wird durch eine so genannte Persistenz-Prognose abgebildet. Dabei wird angenommen, dass die Windeinspeisung zum Zeitpunkt $t+T$ jener zum Zeitpunkt t entspricht. Durch Variation des Prognosezeitraums T kann die Höhe des Prognosefehlers variiert werden. Für das Referenzszenario wird der simulierte Prognosefehler auf empirische Werte für Österreich und Deutschland (Consentec (2003) und DENA Netzstudie (2005)) skaliert.

- Abbildung der Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks

Die Abbildung der Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks basiert auf der so genannten Merit-Order der Kraftwerke. Diese Einsatzreihenfolge wird aus den kurzfristigen Betriebskosten der Kraftwerke ermittelt und umfasst zum Einen Brennstoffkosten und zum Anderen weitere variable Betriebskosten (siehe Anhang). Zusätzlich sind Mindestlaufzeiten für die Kraftwerke festgelegt, die insbesondere bei Kohlekraftwerken relevant sind. Ein Teil der Nachfrage wird weiterhin durch Kraftwerke der Fernwärmewirtschaft gedeckt.

In der Simulation wird auf die vorgegebene Merit-Order des Kraftwerkeinsatzes zurückgegriffen. Hierbei kommt die verfügbare Leistung, also alle Kraftwerke, die nicht in Revision sind, je nach aktueller Stromnachfrage zum Einsatz. Die verfügbare Leistung ist für jeden Monat im Jahr festgelegt und bildet auf diese Weise die saisonalen Schwankungen nach. Die Merit-Order wird gegenwärtig in der in Abbildung 3.3 dargestellten Reihenfolge gedeckt. Weiterhin sind in der Abbildung die anfallenden CO_2 -Emissionen der aktuell eingesetzten Kraftwerke dargestellt. Bis zum Jahr 2020 wird von einer Veränderung der Erzeugungskosten sowie der CO_2 -Emissionen durch verbesserte Wirkungsgrade und durch veränderte Brennstoffpreise ausgegangen (Schulz (2005), Brauner (2005)). Dies bewirkt jedoch keine Veränderung der Reihenfolge, in der die Kraftwerke eingesetzt werden.

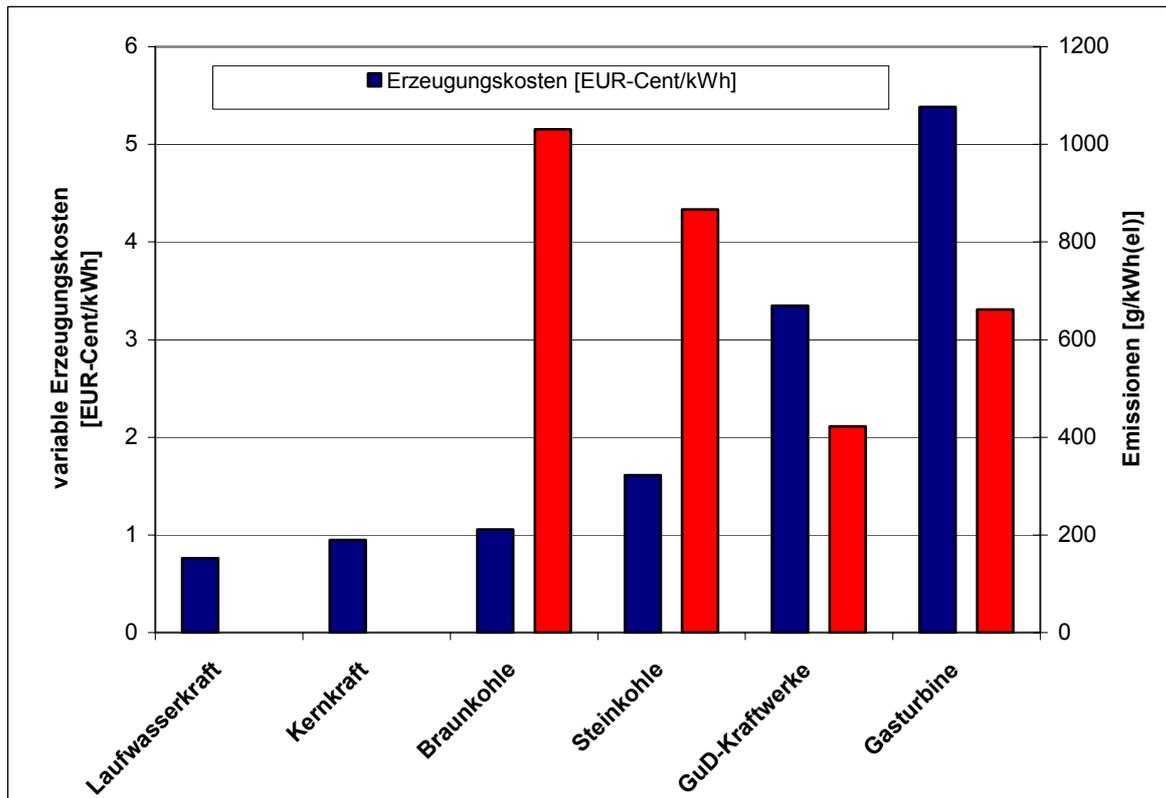


Abbildung 3.3: Variable Kosten der Stromerzeugung sowie CO₂-Emissionen.
Quelle: eigene Berechnungen, Schulz (2005)

Die kostenseitig optimale Zusammensetzung eines Kraftwerksparks aus verschiedenen Erzeugungseinheiten richtet sich insbesondere nach der möglichen Auslastung der eingesetzten Kraftwerkstechnologien. Die Auslastung wird durch die erwartete Stromnachfrage bestimmt. Zu jeder Zeit muss die Nachfrage durch die Erzeugung gedeckt werden. Daher ist die gesamte Kraftwerkskapazität nur zu Spitzenlastzeiten in Betrieb, in Mittel- und Grundlastzeiten kann die Nachfrage mit wesentlich weniger Kapazität gedeckt werden. Für die Investitionsplanung des Kraftwerksparks spielt die erwartete Auslastung einer Neuanlage eine bedeutende Rolle bei der Auswahl der Technologie. Für den Anteil der Stromnachfrage, der das gesamte Jahr über anfällt, werden vornehmlich Kraftwerke mit günstigen variablen Kosten eingesetzt, die in der Regel jedoch höhere Investitionen bedingen. Je geringer die erwarteten Volllaststunden für den Betrieb einer Anlage sind, desto eher rechnen sich investitions-günstige Erzeugungseinheiten, die jedoch höhere variable Kosten aufweisen.

In Abbildung 3.4 ist der Betrieb der Kraftwerke der öffentlichen Versorgung in Deutschland und Österreich für das Jahr 2003 dargestellt, wobei die Grundlast vornehmlich durch Laufwasserkraftwerke, Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke gedeckt wird. In der Mittellast sind Steinkohle und Gaskraftwerke in Betrieb. Die Spitzenlast wird durch Speicherkraftwerke, Pumpspeicher und sonstige Wärmekraftwerke gedeckt.

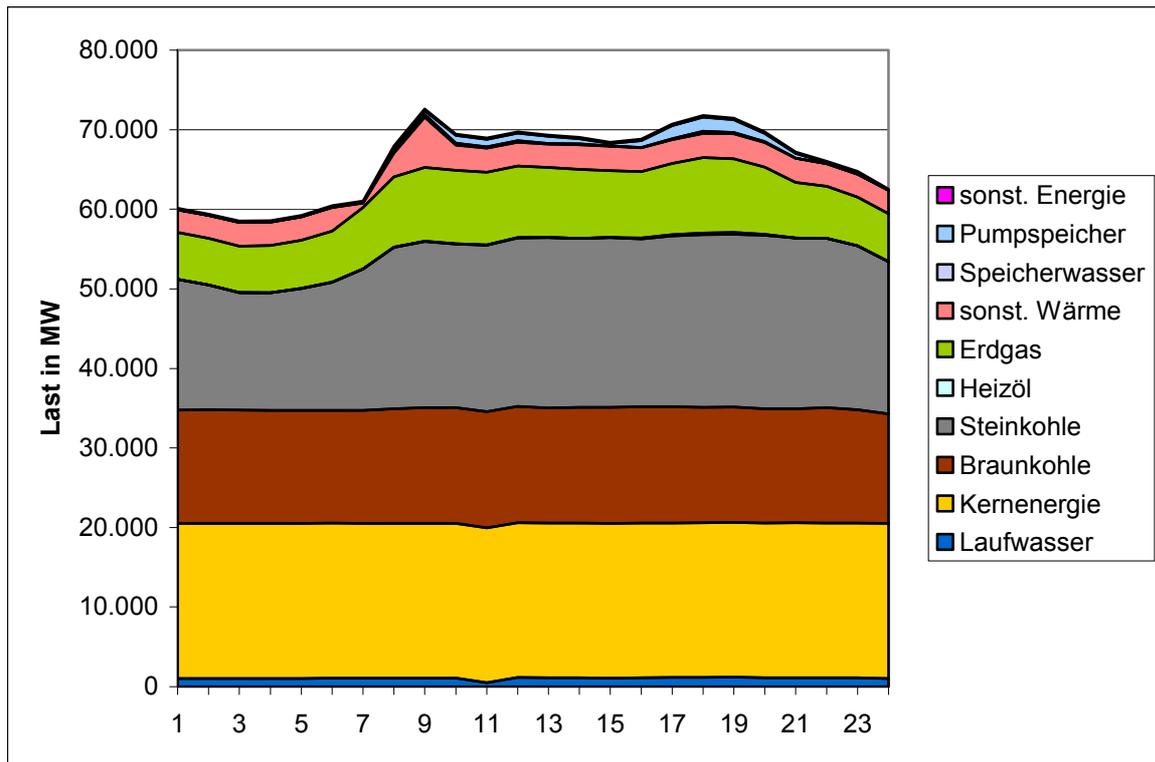


Abbildung 3.4: Lastgang der öffentlichen Erzeugung in Deutschland am 3. Mittwoch des Monats Dezember 2003. Quelle: DESTATIS (2004).

In der Simulation folgt die Veränderung der Kraftwerksstruktur den Szenarien der Studie "European Energy and Transport Trends to 2030" European Commission, DG TREN, 2003 (Mantzou et al. (2003)) für Österreich sowie der DENA-Netzstudie für Deutschland. In beiden Szenarien kommt es zu einem stärkeren Ausbau der Gaskraftwerke. Die installierten Kapazitäten sind detailliert im Anhang aufgeführt.

- Ermittlung des zusätzlichen Regelenergie und -reservebedarfs

Der Bedarf an Regelreserve und -energie wird grundsätzlich für ein elektrisches Energieversorgungssystem durch Abweichungen vom Fahrplan auf Verbrauchs- und Erzeugungsseite bestimmt. Diese Abweichungen korrelieren i. a. nicht miteinander, was bei der Analyse des Einflusses einer spezifischen Erzeugungstechnologie wie z.B. WEA von großer Bedeutung ist. Der zusätzliche Regelreserve und -energiebedarf ist nämlich geringer als jener bei isolierter Betrachtung einer einzelnen Quelle. Die in Folge dargestellte Methode basiert auf Zeitreihen für Verbrauch und Windeinspeisung sowie deren Prognosen und ist in der Lage, die eben beschriebenen Ausgleichseffekte abzubilden. Nicht berücksichtigt werden unvorhersehbare Kraftwerksausfälle und Ausfälle von Leitungskapazitäten, da diese nur unwesentlichen Einfluss auf die zusätzlichen Anforderungen im Zeitbereich > 15 min haben und im UCTE-Netz mit entsprechend abgestimmten Reservevorhaltungen bzw. regionalem Engpassmanagement abgesichert werden.

Zusätzlicher Regelenergiebedarf

Der Regelenergiebedarf $W_{RE,Last}$ für ein System ohne Windeinspeisung errechnet sich bei Vernachlässigung von Kraftwerks- und Leitungsausfällen aus der Prognoseabweichung des Verbrauchs zu

$$W_{RE,Last} = \sum_t [(P_{Last}(t) - P_{Last,Prognose}(t))] \cdot T$$

wobei P_{Last} und $P_{Last,Prognose}$ jeweils die durchschnittliche Leistung des Verbrauchs bzw. der Verbrauchsprognose für das Zeitintervall t der Dauer T bezeichnen.

Für ein System mit Windeinspeisung ergibt sich der Regelenergiebedarf $W_{RE, Wind}$ durch die Summe der Prognoseabweichung für Verbrauch und WEA-Einspeisung gemäß

$$W_{RE, Wind} = \sum_t [(P_{Last}(t) - P_{WEA}(t)) - (P_{Last,Prognose}(t) - P_{WEA,Prognose}(t))] \cdot T.$$

Von vorrangigem Interesse ist der zusätzliche windbedingte Regelenergiebedarf der schließlich gemäß

$$W_{RE,zusätzlich} = W_{RE, Wind} - W_{RE,Last}$$

bestimmt und aufgrund der gewählten zeitlichen Auflösung von 1h als zusätzlicher Minutenreserveenergiebedarf interpretiert wird.

Zusätzlicher Bedarf an Minutenreserve

Der in ILEX (2002) verwendete Ansatz zur Abschätzung des Regelreservebedarfs geht davon aus, dass zum Ausgleich von Fluktuationen eine Reservevorhaltung im Ausmaß der 3-fachen Standardabweichung (entsprechend einem Konfidenzintervall von 99,7 % bei Normalverteilung) der gesamten Prognoseabweichung von Erzeugung und Verbrauch notwendig ist.

Der Minutenreservebedarf wird für ein System ohne Wind bei Vernachlässigung von Ausfällen von Kraftwerken und Leitungskapazitäten in erster Linie durch den Lastprognosefehler bestimmt.

Der zusätzliche Reservebedarf $P_{MR, zusätzlich}$ errechnet sich in Anlehnung an den obigen Ansatz aus der Differenz zwischen dem Reservebedarf aufgrund des Gesamtprognosefehlers $\sigma_{err, gesamt}$ und dem Lastprognosefehler $\sigma_{err, Last}$ wie folgt:

$$P_{MR, zusätzlich} = 3 \cdot (\sigma_{err, gesamt} - \sigma_{err, Last})$$

- Zuordnung von Kosten und CO₂-Emissionen

Zur Bilanzierung der vermiedenen CO₂-Emissionen wird die Verdrängung der Kraftwerke nach Brennstoffen detailliert simuliert. Durch eine Belegung der Brennstoffe mit Emissionsfaktoren, wie weiter oben bereits beschrieben, werden die vermiedenen Emissionen ermittelt. Die zusätzlichen CO₂-Emissionen durch Anfahrvorgänge und Teillastbetrieb werden durch eine Verschlechterung des durchschnittlichen Nutzungsgrades der Kraftwerke berücksichtigt.

Diese Verschlechterung ist von der Verringerung der durchschnittlichen Volllaststunden der Kraftwerke abhängig. Nur ein geringer Teil der installierten Windleistung steht gesichert zur Verfügung, so dass nur ein kleiner Teil der installierten Leistung konventionelle Leistung ersetzt.

In Tabelle 5.1 ist beispielhaft zunächst der CO₂-Minderungsfaktor für Windenergie angegeben, wenn Teillastverluste und Anfahrverluste nicht mit berücksichtigt werden. Die Windstromerzeugung in Deutschland lag 2000 bei ca. 11 TWh (installiert waren 6 GW Ende 2000). Die durch Windstrom vermiedene Erzeugung lag nach der Simulation bei 19 % Erdgas, 63 % Steinkohle und 18 % Braunkohle. Der CO₂-Minderungsfaktor lag dadurch bei 871 g/kWh_{el}.

Tabelle 3.1: Reduktion der CO₂-Minderung ohne Teillastverhalten und Anfahrverluste nach der Simulation für Deutschland (Kraftwerkpark 2000).

		Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Summe
mit 11 TWh Winderzeugung	Substitution	18 %	63 %	19 %	100 %
	in TWh	1,9	6,7	2,1	10,7
	Emissionsfaktor	1033 g/kWh _{el}	956 g/kWh _{el}	465 g/kWh _{el}	
	Emissionen	2,06 Mio. t	6,43 Mio. t	1,00 Mio. t	9,49 Mio. t
	CO ₂ -Minderungsfaktor	1033 g/kWh _{el}	956 g/kWh _{el}	465 g/kWh _{el}	871 g/kWh_{el}

Um den zusätzlichen Aufwand durch An- und Abfahrverluste und Teillastbetrieb zu quantifizieren, wurde von der Technischen Universität München (Geiger 2004) ein charakteristischer Nutzungsgradgradient eingeführt, der den Nutzungsgrad konventioneller Kraftwerke ins Verhältnis zur Ausnutzungsdauer setzt. Ein funktionaler Zusammenhang wurde nicht angeführt. Stattdessen wurde auf empirische Erfahrungen aus früheren Studien verwiesen. Für Braunkohle wurde zum Beispiel eine Reduktion des Nutzungsgrades von 1,5 %-Punkten angegeben, wenn sich die Ausnutzungsdauer um 1000 Volllaststunden reduzierte. Die vorgestellte Methodik wurde zur Bestimmung der zusätzlichen Verluste durch Teillast und Anfahrvorgänge im Rahmen des fahrplanmäßigen Betriebs eingesetzt. Die Bestimmung der zusätzlichen Kosten und CO₂-Emissionen durch den zusätzlichen Regelenergieaufwand wird anschließend separat erläutert.

In Tabelle 5.2 wurde die Methodik zur Berechnung der Teillast- und Anfahrverluste beispielhaft mit einer installierten Windkapazität von 6 GW und einer Jahresstromproduktion von ca. 11 TWh angewendet. Der Leistungskredit der Windkraft wurde bei dieser Durchdringung des Kraftwerksparks mit 20 % angenommen. Dies bedeutet, dass im Kraftwerkssystem 1,2 GW installierter Leistung reduziert werden können, ohne dass die Defizitwahrscheinlichkeit ansteigt.

Die 11 TWh Windstrom verdrängten vornehmlich Strom aus Steinkohlekraftwerken. Dies hatte zur Folge, dass sich die Volllaststunden und damit auch die Nutzungsgrade der Steinkohlekraftwerke reduzierten. Der gleiche Effekt wurde auch für Braunkohle- und Erdgaskraftwerke berechnet. Der Brennstoffmehrbedarf führte folglich zu einer geringeren CO₂-Einsparung, die je nach Brennstoff um 1 % bis 18 % unter der ursprünglichen Einsparung

lag. Für die Windenergie reduzierte sich unter diesen Annahmen die CO₂-Minderung um 7,4 % von 871 g/kWh_{el} auf 853 g/kWh_{el}.

Tabelle 3.2: Reduktion der CO₂-Minderung durch Teillastverhalten und Anfahrverluste ohne Einsatz in KWK (Kraftwerkpark 2000)

		Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wind	Summe
ohne Wind	Leistung	18,1 GW	24,0 GW	17,6 GW	0 GW	59,7 GW
	Nutzungsgrad	35,5 %	36,5 %	44,3 %		
	Ausnutzungsdauer	8015 h	3910	655 h		
	Erzeugung	144,84 TWh	93,87 TWh	11,53 TWh	0 TWh	250,24 TWh
	Emissionsfaktor	1034 g/kWh _{el}	956 g/kWh _{el}	465 g/kWh _{el}		978 g/kWh _{el}
	Emissionen	149,76 Mio. t	89,74 Mio. t	5,36 Mio. t		244,86 Mio. t
Nutzungsgrad-Gradient		1,5 %-Punkte/1000 h	0,6 %-Punkte/1000 h	0,3 %-Punkte/1000 h		
Substitution Leistung		220 MW	740 MW	240 MW		1200 MW
Substitution Energie		2 TWh (18,3 %)	6,8 TWh (61,7 %)	2,2 TWh (20,0 %)		11 TWh
mit 6 GW Wind und 11 TWh Windeinspeisung	Leistung	17,9 GW	23,3 GW	17,4 GW	6 GW	64,6 GW
	Nutzungsgrad	35,48 %	36,45 %	44,26 %		
	Ausnutzungsdauer	8003 h	3746 h	536 h	1833 h	
	Erzeugung	142,84 TWh	87,15 TWh	9,38 TWh	11 TWh	250,27 TWh
	Emissionsfaktor	1034 g/kWh _{el}	957 g/kWh _{el}	465,5 g/kWh _{el}		
	Emissionen	147,7 Mio. t	83,4 Mio. t	4,9 Mio. t		236 Mio. t
CO₂-Einsparung		995 g/kWh_{el}	939 g/kWh_{el}	463 g/kWh_{el}		853 g/kWh_{el}
Mind. CO₂-Einsparung		3,8 %	1,7 %	0,4 %		2,1 %

In dem entwickelten Kraftwerkseinsatzmodell wird ebenfalls diese Methodik zu Grunde gelegt. Aus den ermittelten Mehremissionen werden dann der zusätzliche Brennstoffbedarf und damit die zusätzlichen Kosten bestimmt. Neben diesen zusätzlichen Kosten und Emissionen im fahrplanmäßigen Betrieb treten weiterhin Kosten und Emissionen durch zusätzlichen Regelleistungabruf und die Vorhaltung von Regelleistung auf, die nachfolgend beschrieben werden.

Die Kosten für den detailliert simulierten Regelleistungabruf werden durch die eingesetzten Kraftwerkstechnologien bestimmt. Für die Vorhaltung von Reserveleistung zur Regelung des Energiesystems entstehen bei einem Betrieb von Kraftwerken in Teillast ebenfalls zusätzliche Emissionen und Kosten. Diese zusätzlichen Emissionen und Kosten werden über die

verringerten Wirkungsgrade ermittelt, die sich im Teillastbetrieb technologiespezifisch ergeben.

Ein zweiter Kostenblock wird durch Opportunitätskosten verursacht. Opportunitätskosten entstehen, wenn durch Vorhaltung von Regelkapazität der Strom nicht auf dem regulären Spotmarkt verkauft werden kann. Die Opportunitätskosten je Technologie ergeben sich als Differenz zwischen dem am Markt erzielbaren Spotmarktpreis und den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung.

3.2 Verwendete Daten

Nachfolgend wird thematisch zusammengefasst ein tabellarischer Überblick über die wichtigsten Daten gegeben. Bezüglich einzelner Details wird auf die entsprechenden Anhänge bzw. die umfassende Literaturliste verwiesen.

3.2.1 Input-Daten für Software-Modul „ISI-Windsimulator“

Die Grundstruktur eines hoch auflösenden Wind-Simulationsmodells, entwickelt von der Fraunhofer-Gesellschaft (Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung) in Karlsruhe, war bereits vorhanden (inkl. empirischer Daten für die Modellierung von Deutschland). Im Zuge dieses Projekts wurde die Auflösung der Modellierung für Deutschland verfeinert.

Für Österreich waren umfassende empirische Datenerhebungen notwendig, um das Wind-Simulationsmodell speisen zu können. Folgende Inputdaten werden zur Simulation der Windeinspeisung in Österreich bis zum Jahr 2020 verwendet:

- Entwicklung der installierten WEA-Leistung gemäß den Szenarien (A4) *TGC: BAU-targets (incl. risk bonus)* und (B2) *FIT: BEST - dynamic: -2 %/year*, in Huber et al. (2004).
- Regionale Verteilung der WEA-Leistung bis 2020 und entsprechende Zuordnung zu den verwendeten Messstandorten. (Quellen: Kury/Dobesch (1999), eigene Annahmen)
- Aufteilung der WEA-Leistung auf fünf gängige, im ISI-Modell abgebildete WEA-Typen im Leistungsbereich von 0,3 bis 2,3 MW. (Quellen: IG Windkraft-Datenbank, eigene Annahmen)
- Nabenhöhen der abgebildeten WEA-Typen und deren Entwicklung bis 2020 (Quellen: IG Windkraft (2004a), Angaben von diversen Herstellern, eigene Annahmen)
- Detaillierte Klimadaten von 15 österreichischen Wetterstationen mit einer Auflösung von 10 Minuten für die Jahre 1997, 2000 und 2002 (entsprechend mittleres, gutes und schlechtes Windjahr) für Windmittel (m/s), 2 Sekunden Windspitze (m/s), Windrichtung, Temperatur (°C) und Luftdruck (mbar). Ein exemplarisches Beispiel des Excel-Datenformats für einen österreichischen Standort (Freistadt, 1.1.2002, 10-Minuten Werte von 00:00-06:00 Uhr) ist in Anhang 1 dargestellt. (Quelle: Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG), Wien).
- Rauigkeitsklassen der verwendeten Messstandorte. (Quelle: Dobesch/Kury (1997))

Folgende Inputdaten werden zur Simulation der Windeinspeisung in Deutschland bis zum Jahr 2020 verwendet:

- Entwicklung der installierten WEA-Leistung gemäß den Szenarien (A4) *TGC: BAU-targets (incl. risk bonus)* und (B2) *FIT: BEST - dynamic: -2 %/year*, in Huber et al. (2004).

- Deutsches Windenergie Institut (DEWI) (2002): Market Development Expected by the Industry until 2010. In: Pressemitteilung Hamburg Messe- und Congress GmbH
- Durstewitz, M.; Enßlin, C.; Ernst, B.; Hahn, B.; Hoppe-Kilpper, M. (2004) Windenergie Report Deutschland 2004, Kassel: ISET, S. -296 ISET-Veröffentlichung, ISET-Windreport zur Ermittlung der verwendeten Anlagentypen, Turmhöhe sowie der regionalen Verteilung
- Sensfuss, F.; Ragwitz, M.; Wietschel, M. (2003) "Fluktuationen der Windenergie und deren Vorhersagbarkeit bei einem verstärkten Ausbau des Offshore Anteils in Deutschland bis 2020", Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Vortrag IEWT 2003 für die regionale Verteilung und die Rauigkeitsabschätzung
- DENA-Netzstudie: DENA et. al (2005) Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln
- Ragwitz M., J. Schleich, C. Huber, G. Resch, T. Faber, M. Voogt, W. Ruijgrok, P. Bodo (2005), "FORRES 2020: Analysis of the renewable energy sources' evolution up to 2020", Final Report, DGTREN
- Wetterdaten vom Deutschen Wetterdienst (DWD) für ca. 180 Stationen
- Quaschnig, V. (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, Düsseldorf: VDI-Verlag zur Bestimmung der Rauigkeit

3.2.2 Input-Daten für Software Modul „NEPLAN – Lastflussberechnung“

Österreich

Bezüglich der empirischen Voraussetzungen der Analyse der Netzbelastung des österreichischen Übertragungsnetzes ist die Datenbasis des EU-Projekts GreenNet¹ von Relevanz. Basierend auf folgenden realen Daten wird der Einfluss der Windintegration im österreichischen System untersucht:

- Daten zu Erzeugung und Verbrauch für je einen Winter- und einen Sommertag für ein Hochlast- und ein Niedriglastszenario.
- Jahreshöchstlast für das Jahr 1996 (am 31.10.1996).
- Niedrigste Last für das Jahr 1996 (am 29.12.1996).
- Daten für das 400 kV und 230 kV Netz der Austrian Power Grid AG (APG).
- Daten zum konventionellen an die 400 kV und 230 kV-Ebene angeschlossenen Kraftwerkspark.
- Daten zum Leistungsaustausch mit Nachbarstaaten It. Veröffentlichung der Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE).

¹ „Pushing a Least-Cost Integration of Green Electricity into the European Grid (GreenNet)“; Project founded by the European Commission (5th FWP – DG TREN, Proposal No. NNE5-2001-00660), January 2003–December 2004.

Modifizierung der realen Daten

Basierend auf den Daten für das Jahr 1996 werden mögliche zukünftige Entwicklungen durch die folgenden Szenarien berücksichtigt:

- Berücksichtigung einer 400 kV Verbindung zwischen *Ernsthofen* und *St. Peter*.
- Berücksichtigung einer 400 kV Verbindung zwischen Wien und Südburgenland (Rotenturm).
- Entlastung des 230 kV-Knoten *Ternitz* zulasten des 400 kV-Knotens Südburgenland.
- Abschaltung des Kraftwerks *Korneuburg* (EPL = 127 MW) und Abbildung einer resultierenden zusätzlichen Last.
- Abschaltung des Kraftwerks *Zeltweg* und Abbildung einer resultierenden zusätzlichen Last.
- Abschaltung des Kraftwerks *St. Andrä* und Abbildung einer resultierenden zusätzlichen Last.
- Abschaltung des Kraftwerks *Rodaun* und Abbildung einer resultierenden zusätzlichen Last.
- Berücksichtigung des Kraftwerks *Freudenau* (EPL = 172 MW) und Abbildung einer resultierenden „negativen“ Last.
- Verbrauchszunahme um ca. 14 % (Blindleistung Q und Wirkleistung P) von 1996 bis 2003 für das Jahreshöchstlast-Szenario.
- Verbrauchszunahme um ca. 13 % (Blindleistung Q und Wirkleistung P) von 1996 bis 2003 für das Sommer-Hochlast-Szenario.
- Verbrauchszunahme um ca. 15 % (Blindleistung Q und Wirkleistung P) von 1996 bis 2003 für das Winter-Niedriglast-Szenario.
- Verbrauchszunahme um ca. 18 % (Blindleistung Q und Wirkleistung P) von 1996 bis 2003 für das Sommer-Niedriglast-Szenario.
- Abnahme der Einspeisung der regionalen Versorger im Ausmaß der Verbrauchszunahme für den jeweiligen Fall (für Blind- und Wirkleistung, um den $\cos(\varphi)$ für das Jahr 1996 abzubilden.).

Deutschland

Ursprünglich war es geplant, die Auswirkungen der Windeinspeisung auf das deutsche Übertragungsnetz ebenfalls mit dem Software Modul NEPLAN zu simulieren. Dieser Aspekt wurde mittlerweile sehr detailliert im Zuge der im Februar 2005 veröffentlichten Dena-Netzstudie (DENA 2005) unter Mitwirkung aller relevanten Übertragungsnetzbetreiber analysiert. Die Qualität dieser Arbeit ist, sowohl was die Datenbasis als auch den Detaillierungsgrad betrifft, der in dieser Studie geplanten Simulation überlegen, weshalb für die Abbildung der Netzsituation in Deutschland in Folge die Ergebnisse der Dena-Netzstudie herangezogen werden (vgl. DENA 2005, S.105 ff.)

3.2.3 Empirische Datenlage (Excel-Format): konventioneller Kraftwerkspark allgemein

Österreich

- Installierte Engpassleistung und Jahreserzeugung nach Kraftwerkstechnologien: „Betriebsstatistik 2003“, www.e-control.at, Stand 1.11.2004.
- Excel-Datenbank zur Entwicklung von Erzeugung und Kraftwerkskapazität nach Technologien bis 2030 aus: European Commission, DG TREN.: “European Energy and Transport Trends to 2030“, European Communities 2003.
- Wirkungsgrade und CO₂-Emissionen des österreichischen Kraftwerksparks aus Brauner G., Pöpl G.: „Entwicklung der österreichischen Erzeugungskapazitäten bis 2015“, 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 16. –18. Februar 2005.

Deutschland

- Installierte Engpassleistung und verfügbare Leistung sowie Jahreserzeugung nach Kraftwerkstechnologien aus Veröffentlichungen des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS).
- DENA-Netzstudie: DENA et. al (2005) Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln.
- Schulz, W. (2005) Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Köln, Basel: EWI/Prognose.

3.2.4 Empirische Datenlage (Excel-Format): Nachfrage/Lastgänge

Eine Excel-Datenbasis wurde von gemessenen Lastganglinien typischer Verbraucher (Österreich, Deutschland) abgeleitet bzw. Lastverlagerungspotentiale aus internationalen Feldstudien der Vergangenheit verglichen.

Österreich

- Entwicklung des Inlandsstromverbrauchs nach Sektoren bis 2020 und Aufteilung auf die Sektoren Industrie, Haushalte, Verkehr und tertiärer Sektor: „Energieszenarien bis 2020“, Studie des Österreichischen Instituts für Wirtschaftsforschung im Auftrag der Bundesministerien für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft sowie für Wirtschaft und Arbeit, Kratena K., Schleicher S., Wien, Oktober 2001.
- Inlandsstromverbrauch ohne Verbrauch für Pumpspeicher (gesamte Elektrizitätsversorgung) für das Jahr 2000; Aufteilung des Stromverbrauchs im tertiären Sektor auf die Sektoren öffentlicher Sektor, Landwirtschaft und Gewerbe: „Betriebsstatistik 2001 – Gesamte Elektrizitätsversorgung“, E-Control, www.e-control.at
- Repräsentativer Jahreslastgang für Österreich: „Betriebsstatistik 2003 – Täglicher Belastungsablauf“, E-Control, www.e-control.at.
- Repräsentative Lastprofile für die Anwendungen Heizen und Warmwasser: „Synthetische Lastprofile 2005“, APCS Power Clearing and Settlement AG, www.apcs.at.
- „Aufschlüsselung der Lastganglinien nach Endenergie-Anwendungen 1995: Strom, Gas und Fernwärme“, PLAN.T im Auftrag des Verbandes der Elektrizitätswerke Österreichs, EFG-Projekt Nr. 4.12, Graz, 1995.

Deutschland

- Interne Lastgangdatenbank des Fraunhofer ISI. Abschätzung der Verbrauchsentwicklung bis 2020.
- Energiereport III und IV für die Entwicklung des Stromverbrauchs der einzelnen Sektoren.
- Geiger, B.; Nickel, M.; Wittke, F. (2005): Energieverbrauch in Deutschland. In: Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), 57 (1/2), S. 48–56.

3.2.5 Empirische Datenlage (Excel-Format) für Kostenallokation im Netz und Netzbetrieb

Folgende aktuelle Studien gehen detailliert auf die nationalen Regel- und Reserveenergiekosten bzw. Netzerweiterungskosten, bedingt durch die vermehrte Integration von Wind in verschiedenen Szenarien bis 2020, ein und sind für dieses Projekt von zentraler Bedeutung (entsprechende empirische Excel-Systematik wurde erstellt):

- „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, Studie im Auftrag der deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom, VE Transmission, Köln, Februar 2005.
- „Auswirkungen des Windkraftausbaus in Österreich“, Consentec/RTWH-Aachen/FHG-Mannheim: Studie im Auftrag der E-Control, Juni 2003.
- “Quantifying the System Costs of Additional Renewables in 2020”, A report for the Department of Trade & Industry, ILEX Energy Consulting & UMIST, October 2002.
- „The effects of increasing wind penetration on the electricity systems of Republic of Ireland and Northern Ireland“, ESB International, GarradHassan, June 2003.
- “Grid operation and management with large scale wind generation”, Proceedings Renewable Conference, Martin Luther, E.ON-Netz, Brussels, September 2001.
- “Impact of the wind generation on the Belgian high voltage grid”, Department of Electrical Engineering ESAT/ELECTA, Univ. Leuven, Belgium, Mai 2003.
- Dany, G.; Haubrich, H.-J. (2000): Anforderungen an die Kraftwerksreserve bei hoher Windenergieeinspeisung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 50 (12), S. 890–894.
- “Survey of integration of 6000 MW offshore wind power in the Netherlands electricity grid in 2020“, Proceedings: European Wind Energy Conference, Jaap `t Hooft, Novem, June 2003.
- ”Study of Integration Possibilities of Wind Energy with the Polish Power Grid“, Polish Power Grid Company, Gdansk Institute of Power Engineering, Poland, April 2003.
- Umfassende Informationen zu Methoden der Windprognose und damit realisierbaren Kosteneinsparungen, sowie Ansätze für Strukturen von Ausgleichs- bzw. Regelenergiemärkten zur kostengünstigen Integration von Windenergieanlagen geben die Ausgaben 12/2003 und 04/2004 der monatlich erscheinenden Zeitschrift *Windpower Monthly*.

4 Stand der Technik und Innovationsgehalt des Projektes

4.1 Beschreibung des Standes der Technik

Auf internationaler Ebene gibt es eine rege Diskussion über die Höhe windbedingter Zusatzkosten. Es wird zwischen Kosten für zusätzlichen Bedarf an Regelreserve und -energie sowie für „Backup-Kapazität“ auf Systemseite einerseits und andererseits Kosten für den Netzanschluss und die Netzverstärkung bzw. -erweiterung auf der Netzseite unterschieden. Auffällig ist, dass die Bandbreite der angegebenen Werte groß ist und länderweise große Unterschiede zu bemerken sind.

Bei der Bewertung des zusätzlichen Reservebedarfs mit Kosten muss grundsätzlich unterschieden werden, ob der Zuordnung Marktpreise zugrunde liegen (wie z.B. in Consentec (2003)) – in diesem Fall wäre der Terminus „Preis für Regelreserve bzw. -energie“ passender – oder ob die tatsächlich anfallenden Kosten durch die veränderte Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks ermittelt werden. Grundsätzlich muss festgehalten werden, dass für einen konsistenten Vergleich der Stromerzeugung aus WEA mit anderen Technologien im System anfallende Kosten und nicht Preise berücksichtigt werden müssen, da letztere wesentlich von externen Einflüssen wie der Marktorganisation, der Anzahl der Anbieter etc. bestimmt werden.

In Österreich wurde im Zuge der Liberalisierung ein Markt für Ausgleichsenergie installiert, der es Erzeugern ermöglicht, die Vorhaltung von Minutenreserve anzubieten. Die Minutenreservevorhaltung in der APG-Regelzone² erfolgt derzeit im Umfang von +/-100 MW.

Mit Inkrafttreten von überarbeiteten Marktregeln zur Ausgleichsenergiebewirtschaftung wird ein verbessertes Preismodell zur Abrechnung der Ausgleichsenergie eingesetzt und weiters der Zustand der Regelzone (Über- bzw. Unterdeckung in MW) im 15-min-Raster für Bilanzgruppenverantwortliche veröffentlicht. Beide Maßnahmen sollen in Zukunft zu geringeren Ausgleichsenergiekosten führen.

Der Ausgleich der APG-Regelzone erfolgt zu einem Großteil mit der vorgehaltenen Sekundärregelreserve (+/- 180 MW und zusätzlich + 220 MW für den Ausfall der größten Erzeugungseinheit), für die es bis dato noch keinen Markt gibt (Consentec (2003), APCS (2005)).

Im österreichischen Übertragungsnetz kommt es zu Engpässen und Verletzungen der (n-1)-Sicherheit auf Nord-Süd- und West-Ost-Verbindungen. Eine Entlastung des vorhandenen Netzes ist durch den Bau der 380 kV-Leitung „Südburgenland-Kainachtal“ von Seiten der Verbund APG geplant. Neben zunehmenden Transiten und zunehmendem Verbrauch verschlechtert auch der Anschluss von WEA in Ostösterreich die derzeitige Netzsituation.

Der Großteil der Windenergie wird in Österreich derzeit in die Ökobilanzgruppe (ÖBG) eingespeist, da dies lt. Ökostromgesetz³ die Voraussetzung für den Bezug des Einspeisetarifs

² Die Regelzone der Verbund APG ist für die Untersuchungen relevant, da das österreichische Windpotential im Wesentlichen auf diesen geografischen Bereich beschränkt ist.

ist. Die hohe Aggregation der WEA-Einspeisung wirkt sich grundsätzlich positiv auf die resultierenden Leistungsschwankungen aus und ermöglicht eine bessere Windprognose. Negativ aus Sicht der ÖBG ist, dass der Fahrplan „day-ahead“⁴ gemeldet werden muss und keine nachträgliche Korrektur der Meldung möglich ist. Weiters umfasst die ÖBG nur Erzeugungsanlagen, wodurch Ausgleichseffekte mit lastseitigen Schwankungen ungenützt bleiben. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass sich die ÖBG in den letzten Jahren steigenden Kosten für Ausgleichsenergie gegenüber sieht und bis auf die Verbesserung der Windprognose unter den derzeitigen Rahmenbedingungen keine Möglichkeiten hat, diesem Trend entgegenzuwirken (E-Control (2005)).

Bisher wird unter Lastmanagement vorrangig die „statische“ Verlagerung des Verbrauchs von Spitzenlastzeiten in Zeiten geringen Verbrauchs verstanden. Ein neuer Aspekt ist der Einbezug der Lastseite zum permanenten Leistungsausgleich im System, was in Europa vor allem in den skandinavischen Ländern schon längere Zeit diskutiert wird. Netz- und Systembetreiber⁵ leisten hier Forschungsarbeit und propagieren die Nutzung von so genannter „Demand Response“.

In Österreich und Deutschland tragen unterbrechbare Lasten, die im Falle eines kritischen Systemzustandes vom Netz getrennt werden können, zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch bei. Denkbar ist jedoch sowohl aus technischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht der Beitrag der Lastseite zur Sekundärregel- und Minutenreserve, was vor allem im Hinblick auf den zunehmenden Bedarf durch die vermehrte Integration von WEA an Bedeutung gewinnt.

Im Österreichischen Bilanzgruppenmodell kann diese Option sowohl für Bilanzgruppenverantwortliche als auch für Systembetreiber interessant sein. Für erstere eröffnet sich eine zusätzliche Möglichkeit, die Kosten für Ausgleichsenergie zu minimieren, was in Zukunft durch die Bekanntgabe des Regelzonenzustandes möglich sein wird. Letztere können im Sinne des Stromkunden die Kosten für den Leistungsausgleich durch den Einbezug von lastseitigen Maßnahmen minimieren und zusätzlich die Systemsicherheit erhöhen.

4.2 Beschreibung der Neuerungen und Vorteile gegenüber dem Ist-Stand

Das Projekt führt zu einer Reihe von neuen Erkenntnissen über die technischen, ökonomischen und ökologischen Auswirkungen verstärkter Windintegration, wie sie bis zum Jahr 2020 in Österreich und Deutschland zu erwarten sind. Die Analyse dieser beiden Länder erlaubt erstmals den Vergleich der Einflüsse für ein dominant thermisches (Deutschland) und ein thermo-hydraulisches System (Österreich).

³ BGBl I 149/2002 – Ökostromgesetz sowie Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) und des Energieförderungsgesetzes 1979 (EnFG) (NR: GP XXI AB 1243 S. 110. BR: 6690 AB 6705 S. 690.) [CELEX-Nr. 301L0077] (Erschienen am 23.08.2002).

⁴ Am Wochenende und an Feiertagen ist keine Meldung möglich, wodurch in ungünstigen Fällen die Windeinspeisung über mehrere Tage prognostiziert werden muss.

⁵ Der dänische Netz- und Systembetreiber ELKRAFT weist beispielsweise unter der Kategorie „Electricity of the Future“ auf die Möglichkeiten und Vorteile des flexiblen Lastmanagements hin (Quelle: www.elkraft.dk).

Konkret erfolgt die Analyse der Auswirkungen von vermehrter WEA-Einspeisung auf die Energiesysteme Österreich und Deutschland bis zum Jahr 2020. Der Einfluss verschiedener Parameter wird dabei über umfassende Sensitivitätsanalysen untersucht und mögliche Entwicklungen durch eine Vielzahl von Szenarien abgebildet. Ein wesentlicher und neuer Aspekt ist die wirtschaftliche Bewertung dieser zusätzlichen Anforderungen, basierend auf Kosten, die durch die veränderte Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks auftreten. Dadurch wird ein konsistenter Vergleich der Windenergie mit anderen Erzeugungstechnologien möglich.

Durch die Integration des konventionellen Kraftwerksparks im Modell kann für das Österreichische System untersucht werden, welche Kraftwerkstechnologien durch WEA aus dem Markt vorrangig verdrängt werden und welcher Netto-CO₂-Einspareffekt durch die Integration von WEA zu erwarten ist. Weiters erlaubt die Abbildung von Netzengpässen im Energiesystemmodell eine Abschätzung über deren Einfluss auf die Regelreserve und -energiekosten im System.

Eine wesentliche Neuerung ist der Einbezug der Lastseite zum Ausgleich von fluktuierender Erzeugung. Bisher wurde unter Lastmanagement vorrangig die statische Verlagerung des Verbrauchs verstanden. Neben einer eingehenden Diskussion der technischen Möglichkeiten und bisherigen internationalen Erfahrungen werden verschiedene Anwendungen auf ihre „Flexibilität“ hin untersucht und kategorisiert. Schließlich werden auf sehr disaggregiertem Niveau Potenziale für relevante Anwendungen in den Sektoren Haushalte, tertiärer Sektor und Industrie erhoben und dem derzeitigen und zukünftigen Reservebedarf gegenübergestellt.

Die Einbindung der Lastseite zur Optimierung des Energiesystems wird derzeit in den skandinavischen Ländern umfassend diskutiert. Durch die Verbreitung der Ergebnisse des vorliegenden Projekts soll eine Diskussion dieses Themas auch im mitteleuropäischen Raum angeregt werden.

5 Beschreibung der Projektergebnisse

Wie bereits in der Einleitung erwähnt, orientiert sich die Nummerierung dieses Kapitels an der inhaltlichen Struktur (Arbeitspakete und Tasks) des Projektantrages, d.h. Kapitel 5.1 entspricht Arbeitspaket 1, Kapitel 5.2 Arbeitspaket 2 etc. Die Tasks finden sich in den entsprechenden Unterkapiteln wieder (z.B. Task 1.1 entspricht Kapitel 5.1.1).

5.1 Internationale Übersicht über zusätzliche Systemkosten durch Windintegration (AP1)

5.1.1 Kostenallokation der Systemkosten und allgemeine Diskussion des Unbundling (Task 1.1)

In der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie⁶ ist einer der wesentlichen Eckpfeiler das „Unbundling“. D.h. zumindest das Übertragungs- und Verteilnetz ist aufgrund des natürlichen Monopolcharakters von den anderen kommerziellen Bereichen wie Erzeugung, Vertrieb und Endkundenversorgung zu trennen. Nicht zuletzt auch deshalb, um Dritten einen nicht-diskriminierenden Netzzugang zu ermöglichen.

In der derzeitigen Praxis werden aber einige dieser Aspekte vollkommen vernachlässigt: Einerseits werden Netzanschlusskosten dem Windanlagenbetreiber angelastet. Wie dies mit „Unbundling“ in Einklang gebracht wird (Trennung der „Assets“ zwischen Netzbetreiber und Windanlagenbetreiber) bzw. wie zukünftig substanzielle Offshore-Anbindungen an das Festland optimal realisiert werden sollen, ist noch offen. Andererseits werden auch Netzerweiterungskosten oft ausschließlich der Windtechnologie zugeordnet, anderen Erzeugungstechnologien nicht. Wiederum ist diese Diskussion nicht mit einem sauberen Unbundling zu vereinbaren. Viele dieser offenen Fragen werden nachfolgend kritisch diskutiert.

Bezüglich der **Sozialisierung der windbedingten Systemkosten** ergeben sich folgende, wesentliche Erkenntnisse bzw. Kritikpunkte an der derzeit geübten Praxis:

Die derzeitige Zuordnung der Netzanschlusskosten zu den Projektkosten des Windparks kann beispielsweise einem koordinierten Ausbau des Küstennetzes für die Anbindung von Offshore-Anlagen im Wege stehen. Weiters ist es denkbar, dass nur zweitbeste Standorte ausgebaut werden, weil der Windparkbetreiber die Kosten für den Netzanschluss in seiner Kalkulation berücksichtigen muss. Die Anbindung kann somit nicht über die Lebensdauer der WEA hinaus abgeschrieben werden, wie das bei einer verlängerten Nutzung bei „Repowering“ der Anlagen richtigerweise berücksichtigt werden müsste.

Auf Seiten der Netzerweiterung ist bei hohen installierten Leistungen eine regional unabhängige Allokation der Kosten für alle Stromkunden über den Netztarif in Betracht zu ziehen. So wird eine „unfaire“ Behandlung von Stromkunden in regionalen Netzen mit hohem Windausbau-Potenzial unterbunden. Der Begriff der Region kann hier flexibel ausgelegt werden und beispielsweise ein Bundesland, einen Staat oder auch einen Staatenverbund bezeichnen.

⁶ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Die derzeitigen Modelle zur Abrechnung der Regelenergie sind nicht in der Lage, die für das System tatsächlich entstehenden Kosten korrekt abzubilden. Mittelfristig ist hier ein Echtzeit-Ausgleichsenergiemarkt zu installieren, um eine effiziente Windintegration zu erlauben und auch die gesamten Regelenergiekosten im Sinne des Stromkunden zu minimieren.

5.1.2 Internationale Erfahrungen zu zusätzlichen Systemkosten (Task 1.2)

Die Windenergie wird seit einigen Jahren speziell in Europa und den USA stark forciert und ambitionierte Ausbauziele lassen eine Fortsetzung dieses Trends erwarten. Kritiker dieser erneuerbaren Erzeugungstechnologie argumentieren vermehrt, dass diese nicht nur über die Fördergelder Zusatzkosten für den Stromkunden schafft, sondern auch im System zusätzliche Kosten verursacht, die bei der Definition von zukünftigen Ausbauzielen zu berücksichtigen sind. Bis dato werden in der Literatur zwar oft die Auswirkungen der Winderzeugung auf das System beschrieben, die Bewertung bzw. Angabe von damit verbundenen Kosten stellt jedoch die Ausnahme dar.

In diesem Kapitel werden Ergebnisse einer Literaturrecherche über technische Anforderungen für die Integration von WEA und damit verbundene Kosten in den bedeutendsten Windkraftländern zusammengefasst. Schließlich werden die windbedingten Systemkostenkategorien mit den langfristigen Grenzkosten der Winderzeugung gegenübergestellt.

Die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse der durchgeführten Untersuchungen sind (vgl. Obersteiner (2004)):

Die Integration von Windenergieanlagen, vor allem Offshore-Anlagen, in das Netz. Der Netzbetrieb in Systemen mit hohem Windenergieanteil stellt aus technischer Sicht eine große Herausforderung dar. Dies liegt vor allem daran, dass WEA an Regionen mit entsprechendem Windangebot örtlich gebunden sind und der Wind als Primärenergiequelle eine zeitlich schwankende Charakteristik aufweist.

Windenergieanlagen leisten statistisch gesehen einen Beitrag zur Systemsicherheit, und benötigen daher kein 1:1 Backup. Dieser wird durch den Leistungseffekt berücksichtigt, der stark von der Jahreszeit und dem WEA-Standort abhängig ist, was bei der Auswertung des Backup-Bedarfs für ein konkretes System berücksichtigt werden muss.

Bezüglich der Leistungs-Frequenz-Regelung zeigt sich, dass im Sekundenbereich mit keinem zusätzlichen Bedarf an Regelenergie durch WEA zu rechnen ist. Der zusätzliche Regelenergiebedarf im Minutenbereich ist hingegen in erster Linie durch die Genauigkeit der Prognose der WEA-Leistungsabgabe bestimmt.

Eine weitere Erkenntnis ist, dass bestehende Netze nur ein begrenztes Maß an WEA-Leistung aufnehmen und weiterleiten können und für weiteren Windausbau Verteil- und auch Übertragungsnetze entsprechend erweitert werden müssen. Die Voraussetzungen sind dabei länderweise sehr unterschiedlich.

Bezüglich der Netzanbindung wird derzeit an entsprechenden Konzepten für den Anschluss von Offshore-Anlagen mit hohen Leistungen und großer Distanz zur Küste gearbeitet. Beim Netzanschluss am Binnenland kann hingegen auf Erfahrungen aus bereits realisierten Projekten zurückgegriffen werden.

Die Systemkosten der Windintegration ergeben sich als Summe der folgenden relevanten Kategorien: Netzanbindungskosten der Windenergieanlagen⁷, Netzerweiterungskosten im System, Regelenergiekosten und Backup-Kapazitätskosten, die an dieser Stelle kurz erläutert werden.

Netzanschlusskosten

Die Anbindung eines Windparks ans Netz umfasst eine Verbindung vom Standort zum Netzanschlusspunkt und Modifizierungen bzw. Erweiterungen der Schaltanlage und des Umspannwerkes, an dem der Anschluss erfolgt. Die damit verbundenen Kosten werden als Netzanschlusskosten bezeichnet und in dieser Arbeit den Systemkosten zugeordnet.

An dieser Stelle ist wichtig zu betonen, dass Netzanschlusskosten in der Literatur meist als Anteil an den gesamten Projektkosten angegeben sind und diese von Projekt zu Projekt variieren.

Windbedingte Netzerweiterungskosten

Die Standortwahl ist für WEA durch die Abhängigkeit des Winddargebotes vorgegeben. Liegen potentielle WEA-Standorte in Regionen mit geringem Verbrauch, muss das jeweilige Verteilnetz erweitert werden, um die eingespeiste Energie weitertransportieren zu können. Je nach geografischer Lage der WEA-Standorte bezogen auf die Lastzentren und Regelkraftwerk-Standorte im System wird auch das Übertragungsnetz zusätzlich beansprucht. Die Kosten für sämtliche der Windenergie zuordenbaren Ausbaumaßnahmen werden als windbedingte Netzerweiterungskosten bezeichnet.

Windbedingte Kapazitätskosten

Der Beitrag von WEA zur Systemsicherheit ist geringer als jener von konventionellen Einheiten, wodurch ein Bedarf an Backup-Kapazität entsteht. Geeignete Backup-Technologien sind beispielsweise Gasturbinenkraftwerke mit offenem oder geschlossenem Kreislauf, da diese in kurzer Zeit hochgefahren werden können. Die mit der Installation von Backup-Einheiten verbundenen Kosten werden in dieser Arbeit als windbedingte Kapazitätskosten bezeichnet.

Windbedingte Regelenergiekosten

Im Netz ist ein ständiger Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung notwendig. Dieser wird von Kraftwerken oder auch Verbrauchern garantiert, die bei Bedarf die Erzeugung bzw. den Verbrauch an die aktuelle Situation anpassen. Der Regelaufwand hängt dabei von Fluktuationen der Erzeugung und des Verbrauchs, sowie deren Korrelation ab. Durch die volatile Charakteristik der Winderzeugung ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf an Regelenergie, der mit zunehmender installierter Leistung an Bedeutung gewinnt. Die dieser Systemdienstleistung zuordenbaren Kosten werden als windbedingte Regelenergiekosten bezeichnet und am Ende des zugehörigen Kapitels auch hinsichtlich der Einflussgrößen untersucht. Die mit der Reservehaltung der über den Minutenbereich (der Tertiärregelung) hinausgehenden Zeitbe-

⁷ Die Netzanbindungskosten werden in der Literatur gewöhnlich als Teil der Projektkosten aufgefasst und angegeben. In dieser Arbeit werden sie als Teil der windbedingten Systemkosten aufgefasst.

reiche verbundenen Kosten werden in dieser Arbeit den windbedingten Kapazitätskosten zugeordnet.

Die mittleren windbedingten Systemkosten setzen sich im Jahr 2004 in Abhängigkeit des Windausbaus für ein System mit 50 % Offshore-Anteil, wie in Abbildung 5.1 und Tabelle 5.1 dargestellt, zusammen.

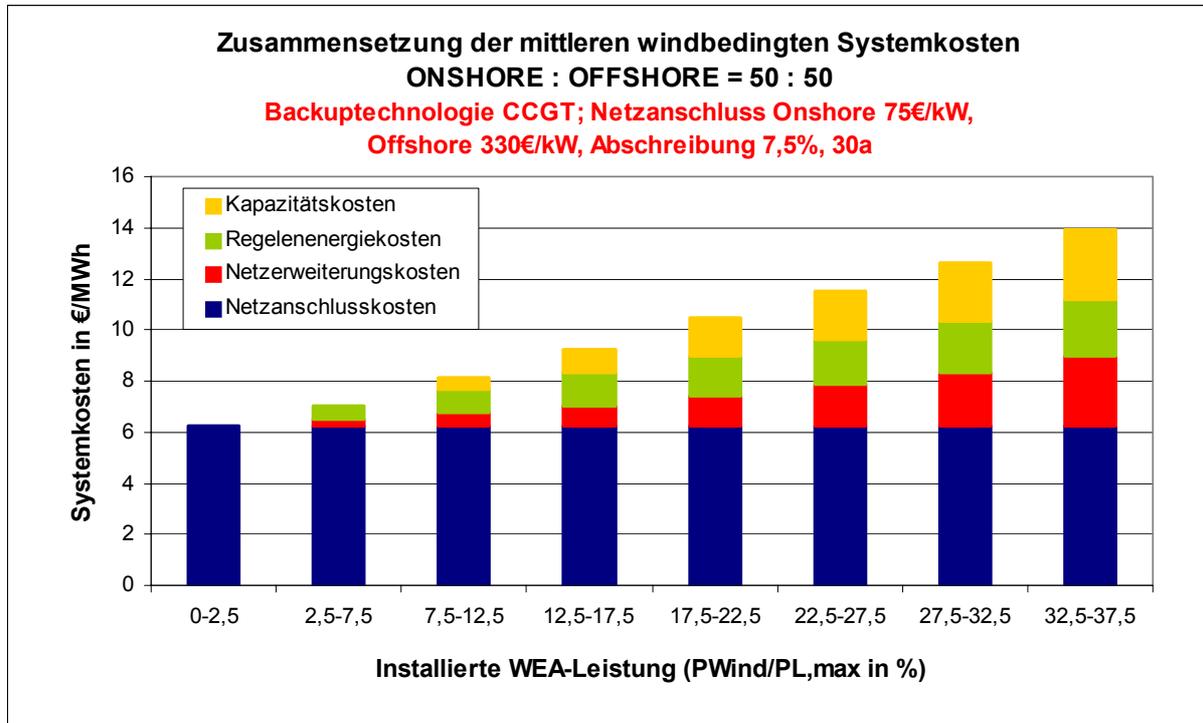


Abbildung 5.1: Zusammensetzung der mittleren windbedingten Systemkosten im Jahr 2004 in Abhängigkeit des Windausbaus für ein System mit einem Verhältnis Onshore : Offshore = 50 : 50. Quelle: Obersteiner (2004).

Tabelle 5.1: Zusammensetzung der mittleren windbedingten Systemkosten im Jahr 2004 in Abhängigkeit des Windausbaus für ein System mit einem Verhältnis Onshore : Offshore = 50 : 50. Quelle: Obersteiner (2004).

50 % OFFSHORE	Mittlere windbedingte Systemkosten in €/MWh							
P _{Wind,inst} /P _{L,max} in %	0-2,5	2,5-7,5	7,5-12,5	12,5-17,5	17,5-22,5	22,5-27,5	27,5-32,5	32,5-37,5
Netzanschlusskosten	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Netzerweiterungskosten	0,0	0,3	0,5	0,8	1,2	1,6	2,1	2,8
Regelenergiekosten	0,0	0,5	0,9	1,3	1,6	1,8	2,0	2,2
Kapazitätskosten	0,0	0,0	0,5	1,0	1,5	1,9	2,3	2,7
Summe Systemkosten	6,2	7,0	8,1	9,2	10,4	11,5	12,6	13,9

Der Anteil der Netzanbindungskosten ist aufgrund der kostenintensiven Offshore-Anbindung hier mit rund 6 €/MWh auch bei hohen Windausbauraten dominant. Für ein reines Binnenland-System (Onshore) ist dieser Wert etwa um 50 % geringer. Die Summe aus mittleren Netzerweiterungs-, Regelenergie-, und Backup-Kapazitätskosten liegt für moderaten Windausbau (< 10 % der Jahreshöchstlast) unter 2 €/MWh und für Ausbauraten > 20 % um 7 €/MWh. Für diese Kostenkategorien ist der Einfluss des Offshore-Anteils minimal.

Unterstellt man mittlere langfristige Grenzkosten (LRMC) der Winderzeugung (ohne Netzanbindung) von 70 €/MWh für das Jahr 2004, bleiben die gesamten zusätzlichen windbedingten Systemkosten für ein Onshore-System auch bei hohen installierten Leistungen (> 20 %) unter 20 % der LRMC; bei Nutzung des Offshore-Potenzials entsprechend unter 25 %.

Die Anwendung der Ergebnisse auf das deutsche Energieversorgungssystem berücksichtigt im angenommenen Ausbauszenario für das Jahr 2020 (installierte WEA-Leistung 35 GW, Offshore-Anteil 50 %⁸) auch mögliche Kostenreduktionen durch Lerneffekte für die langfristigen Grenzkosten der Winderzeugung und der Netzanbindung. Weiters wird angedeutet, dass die Größenordnung der restlichen Systemkostenkomponenten durch Einsatz von lastseitigem Management und neuen Speichertechnologien und die Anpassung der Struktur von Ausgleichsenergiemärkten auch bei vermehrtem Windausbau unter den jetzigen Werten liegen kann (siehe Abbildung 5.2 und Tabelle 5.2).

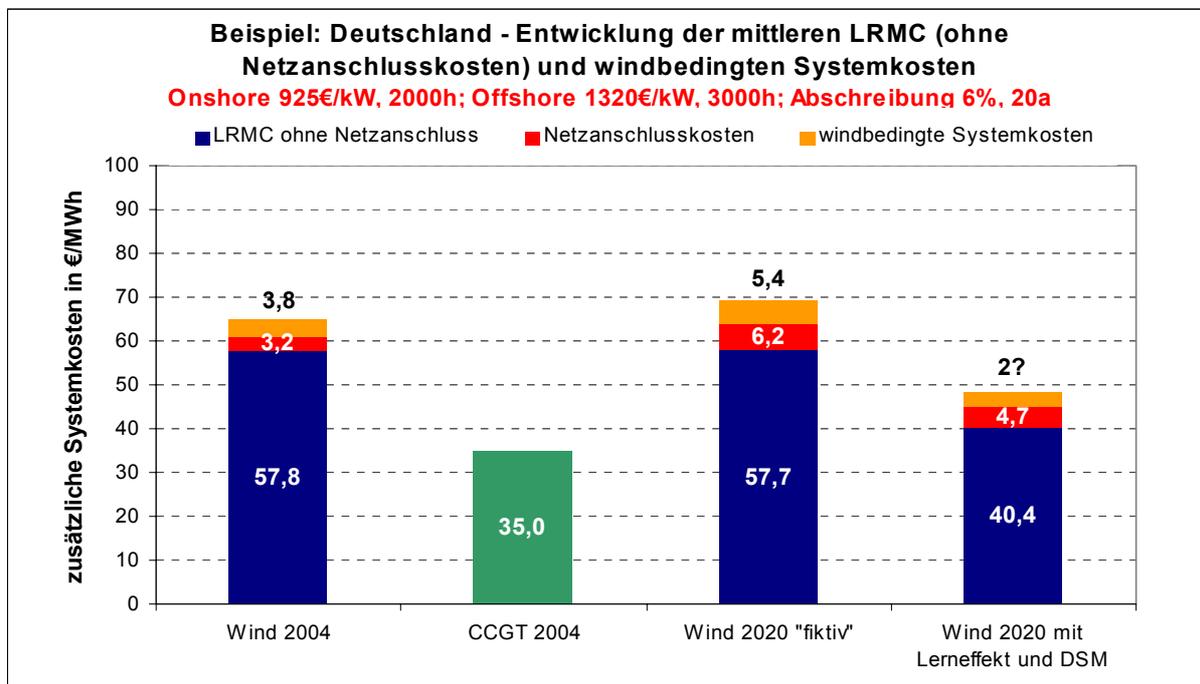


Abbildung 5.2: Deutschland – Entwicklung der Kosten der Windenergie getrennt nach LRMC und windbedingten Systemkosten bei optimistischen Annahmen. Quelle: Obersteiner (2004)

⁸ Werte basierend auf einer Studie des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI), "WindEnergy-Studie 2002".

Tabelle 5.2: Deutschland – Szenarien für die windbedingten Systemkosten für einen Ausbau von 20 % der Jahreshöchstlast (2004) und 35 % (2020). Werte basierend auf dem Jahr 2004. Quelle: Obersteiner (2004)

2004	windbedingte Systemkosten in €/MWh		
	Durchschnitt	best case	worst case
Netzanschluss	3,2	3,2	3,2
Netzerweiterung	1	0,8	1,2
Regelenergie	1,5	1	2
Kapazität	2,5	2	3
Summe	8,2	7,0	9,4
2020			
Netzanschluss	6,2	6,2	6,2
Netzerweiterung	2	1,6	2,4
Regelenergie	2	1,5	2,5
Kapazität	2,8	2,3	3,3
Summe	13,0	11,6	14,4

Die langfristigen Grenzkosten der Winderzeugung werden hier mit 57,8 €/MWh beziffert und um die Netzanschlusskosten und die restlichen windbedingten Systemkosten ergänzt (optimistische Annahmen). Verglichen werden diese Werte basierend auf dem Jahr 2004 mit den Kosten derzeitiger Grenztechnologien (GuD-, Kohlekraftwerke) von rund 35 €/MWh. Eine Prognose der Windenergiekosten geht von mittleren Lernraten bzgl. der WEA von rund 30 % aus. Damit sinken die mittleren LRMK bis 2020 auf rund 40 €/MWh. Die Netzanbindungskosten fallen verglichen mit dem Status quo aufgrund der vermehrten Nutzung des Offshore-Potentials etwas höher aus. Für die restlichen Kostenkategorien kann eine Halbierung der Werte angenommen werden, wenn die Strukturen für Ausgleichsenergiemärkte an die geänderten Verhältnisse angepasst werden und lastseitige Maßnahmen sowie neue Speichertechnologien die Fluktuationen der Windenergie z. T. ausgleichen können.

Für die besten Standorte liegen die langfristigen Grenzkosten der Winderzeugung schon jetzt bei rund 40 €/MWh. Unter Berücksichtigung der zusätzlichen windbedingten Systemkosten (für geringen Windausbau) lässt ein Vergleich mit den Kosten derzeitiger Grenztechnologien am Großhandelsmarkt (z.B. GuD-, Kohlekraftwerk) von rund 35 €/MWh die Schlussfolgerung zu, dass mittelfristig Windenergie bei entsprechend höheren Brennstoffpreisen konventioneller Technologien wettbewerbsfähig wird.

5.1.3 Gegenüberstellung der verschiedenen Berechnungsmethoden (Task 1.3)

In diesem Kapitel werden Berechnungsmethoden für die einzelnen Kostenkategorien analysiert und daraus Schlussfolgerungen für die Modellierung im Zuge dieses Projekts abgeleitet. Die Bandbreite der publizierten Kostenpositionen wird in Kapitel 5.2 in den entsprechenden Unterkapiteln dargestellt.

Berechnung von Netzerweiterungskosten

Grundlage für die Ermittlung der Netzerweiterungskosten sind detaillierte Lastflussberechnungen, die neben unterschiedlichen Szenarien des Windausbaus auch die zukünftige Entwicklung des Verbrauchs, des konventionellen Kraftwerksparks und der Transite berücksichtigen. In vielen europäischen Ländern mit ambitionierten Windausbaugzielen wurden diese Analysen zur Abschätzung der zukünftig notwendigen Verstärkungen bzw. Erweiterungen

des Übertragungs- und auch Verteilnetzes bereits durchgeführt (vgl. dazu z.B. Consentec et al. (2003), Stadler/Auer (2004), DENA et al. (2005), Janiczek et al. (2003), Van Roy et al. (2003) und ILEX/UMIST (2002)).

Wie schon in Kapitel 5.1.1 kurz erwähnt, ist besonders für das Übertragungsnetz eine konsistente Zuordnung der Ausbaumaßnahmen zu einer spezifischen Erzeugungstechnologie (wie z.B. WEA) nicht ohne weiteres möglich, da grundsätzlich Steigerungen des Verbrauchs und der Erzeugung, sowie Transite den Lastfluss und damit die notwendigen Kapazitäten beeinflussen. Dies muss bei der Kostenbewertung schließlich berücksichtigt werden.

Werden die Auswirkungen des Windausbaus auf das Verteilnetz für große Regionen untersucht, stellt sich die Frage nach dem passenden Detaillierungsgrad. Um nicht das gesamte Verteilnetz des United Kingdom abbilden zu müssen, wird beispielsweise in ILEX/UMIST (2002) ein Ansatz gewählt, der die Anzahl der Umspannwerke pro Region berücksichtigt. Dabei werden jeweils die maximalen Kapazitäten der Umspannwerke den gesamten Einspeiseleistungen gegenübergestellt und daraus notwendigen Kosten für Erweiterungen abgeleitet. Diese Methode basiert auf der Annahme eines ausreichend homogenen Verteilnetzes in dem betrachteten Gebiet.

Verteilnetzbetreiber selbst sind in der Lage, im Zuge der Netzausbauplanung notwendige Ausbaumaßnahmen auf sehr detailliertem Niveau zu untersuchen (vgl. z.B. Haidvogel (2002)). Wichtig ist hier die richtige Einschätzung der Entwicklung der WEA-Leistung, um einen nachhaltigen Ausbau zu ermöglichen.

Ermittlung von zusätzlichen Regelreserve- bzw. -energiekosten

Im Folgenden werden Ansätze zur Ermittlung der Kosten durch erhöhten Regelenergie- und Reservebedarf für drei umfassende internationale Studien beschrieben. Eine Gegenüberstellung empirischer Ergebnisse folgt in Kapitel 5.2.2.

Österreich – Consentec et al. (2003)

In Consentec et al. (2003) wird der Minutenreservebedarf über eine Monte-Carlo-Simulation ermittelt, wobei als bestimmende Einflussfaktoren der Last- und Windprognosefehler sowie das Ausfallverhalten der konventionellen Kraftwerke betrachtet werden. Die Simulation erfolgt im Stundenraster und vernachlässigt die Betrachtung von möglichen Netzengpässen im Übertragungsnetz. Der für die Minutenreserve relevante Anteil des Lastprognosefehlers wird normalverteilt mit einer Standardabweichung σ_{err} , Last = 2 %, bezogen auf die im Stundenintervall vorliegende Last, angenommen. Für die Tagesprognose der WEA-Leistungsabgabe der ebenfalls normalverteilte Fehler zwischen 7 und 20 % (Standardabweichung) variiert. Das Betriebsverhalten von thermischen Kraftwerksblöcken wird mit einem 5-Zustandsmodell abgebildet, hydraulische Kraftwerke werden als hundertprozentig zuverlässig angenommen.

Der zusätzliche positive und negative Minutenreserve- und Minutenreserveenergiebedarf wird in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung und des Windprognosefehlers aus der Verteilung der simulierten Leistungsdefizite und -überschüsse abgeleitet.

Die Kostenzuordnung erfolgt basierend auf mittleren Preisen für positive und negative Minutenreserve (getrennt nach Leistungs- und Arbeitspreis) der APCS-Ausschreibung für das Jahr 2002. Damit kann die Entwicklung der Kosten für Ausgleichsenergie für die Ökobilanz-

gruppe und die restlichen Bilanzgruppen abgeschätzt werden, ein konsistenter Vergleich der Windenergie mit anderen Erzeugungstechnologien auf Kostenbasis ist mit dieser Methode der Kostenallokation jedoch nicht möglich.

Deutschland – DEWI et al. (2005)

Als Basis für die Ermittlung des Regel- und Reservebedarfs in DEWI et al. (2005) dient ein mathematisch-statistisches Verfahren. Aus der Wahrscheinlichkeitsfunktion der stochastischen Ausfälle von konventionellen Kraftwerken und der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Prognosefehler von Last und WEA-Einspeisung wird die gemeinsame Wahrscheinlichkeitsfunktion für Leistungsdefizite und -überschüsse hergeleitet. Aus der Differenz zwischen einer Betrachtung ohne bzw. mit WEA-Prognosefehler wird für ein konkretes Defizitniveau der zusätzliche Bedarf an positiver und negativer Minuten- und Stundenreserve abgeleitet. Der Lastprognosefehler wird normalverteilt mit einer Standardabweichung σ_{err} , Last = 2,5 % bezogen auf die Jahreshöchstlast angenommen. Bei der WEA-Leistungsprognose wird zwischen der Tages- und der 4h-Prognose unterschieden, um für positive Abweichungen eine Unterscheidung in Minuten- und Stundenreserve durchführen zu können. Die Standardabweichung des Windprognosefehlers liegt für das Jahr 2003 für die Tages- bzw. 4h-Prognose bei 7,3 bzw. 4,9 % und sinkt bis zum Jahr 2015 auf 5,9 bzw. 3,9 %.

Der zusätzliche positive und negative Reserveleistungsbedarf wird unterteilt in Minuten und Stundenreserve für Defizitniveaus zwischen 0,0025 und 0,1 % bis zum Jahr 2015 simuliert. Dabei erfolgt eine Unterscheidung zwischen maximaler und durchschnittlicher (Jahresmittel) Vorhaltung.

Kosten für die zusätzliche Reservevorhaltung werden nicht explizit ausgewiesen, es erfolgt lediglich eine Analyse der Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark, die den Mehrkosten für die Vergütung der Anlagenbetreiber gegenübergestellt werden.

Großbritannien – ILEX/UMIST (2002)

In ILEX/UMIST (2002) wird ein vereinfachter Ansatz zur Ermittlung des zusätzlichen Reservebedarfs verwendet, der auf der Kombination von unkorrelierten Fehlern basiert. Berücksichtigt werden lediglich die Standardabweichung der Wind- und Lastschwankungen im Zeitbereich von 0,5 und 4h. Die resultierende Standardabweichung ergibt sich aus der Wurzel der Summe der Quadrate der Einzelabweichungen. Der Mehrbedarf an Regelreserve für den jeweiligen Zeitbereich wird aus der 3-fachen Differenz der resultierenden Standardabweichung mit jener der Lastschwankungen alleine berechnet, wodurch ein Konfidenzintervall > 99 % abgebildet wird.

In ILEX/UMIST (2002) werden verschiedene Kostentreiber im Zusammenhang mit einem Mehrbedarf an Regelreserve identifiziert. Durch den Teillastbetrieb von konventionellen Einheiten zur Reservehaltung kommt es zu Effizienzverlusten, welche mit zusätzlichen Kosten verbunden sind. Weiters müssen durch vermehrten Teillastbetrieb zusätzliche Kraftwerke betrieben werden, die den dadurch entstehenden Mangel an Erzeugung decken. Diese dem Teillastbetrieb zuordenbaren Kosten werden mit 1 bis 3 £/MW-h bewertet. Aufwendungen für den Kraftwerksbetreiber durch zusätzlichen Wartungs- und Kontrollaufwand werden in der üblichen Höhe der Entschädigung von 4,5 £/MW-h berücksichtigt und für stehende Reserve werden weiters Kosten zur Deckung von Anfahrverlusten zwischen 3000 und 15.000 £ pro

Anfahrvorgang angenommen. Kosten, die durch die Abschaltung von WEA in Schwachlastperioden entstehen, werden ebenfalls berücksichtigt.

Die windbedingten Regelreservekosten werden schließlich mit einem Simulations-Tool quantifiziert, das auf Zeitreihenanalyse basiert und den Kraftwerksbetrieb wie auch die Planung der Reservevorhaltung für sechs charakteristische Tage abbildet. Mit einem analytischen Modell erfolgt schließlich die Entwicklung der untersuchten Szenarien.

Berechnung von Kapazitätskosten

Für die Ermittlung der Backup-Kapazitätskosten liefert die Methode des „thermischen Äquivalents“ robuste Ergebnisse, die eine Abschätzung der Größenordnung dieser Kostenkategorie für verschiedene Systeme erlauben. Dieser Top-Down-Ansatz wird nachfolgend anhand eines Beispiels beschrieben.

Methode des „thermischen Äquivalents“

Ausgangspunkt der Methode ist die Ermittlung der jährlich von WEA erzeugten Energie aus der installierten Kapazität und der Anzahl der jährlichen Volllaststunden. In Folge wird ermittelt, wie viel konventionelle Kraftwerkskapazität zur Erzeugung der gleichen Energiemenge notwendig ist.

10 GW WEA-Kapazität (z.B. Offshore) erzeugen beispielsweise unter der Annahme von 3000 Volllaststunden 30.000 TWh jährlich. Die gleiche Energiemenge liefern rund 4 GW thermische Kapazität bei einem angenommenen Lastfaktor von 85 %.

Liefert Wind keinen Beitrag zur Dauerreserve, müssen demnach bei obigen Annahmen 4 GW an zusätzlicher Kraftwerkskapazität bereitgestellt werden. Diese Aufgabe können Speicherkraftwerke, bestehende thermische Erzeugungseinheiten oder auch neue Gasturbinenkraftwerke mit offenem oder geschlossenem Kreislauf übernehmen.

Wird die Dauerreserve beispielsweise von neuen Gasturbinenkraftwerken mittlerer Größe (angenommene spezifische jährliche Anlagekosten von 55 €/kW/a) gestellt, ergeben sich zusätzliche jährliche Kapazitätskosten von 222 Mio. € bzw. – bezogen auf die WEA-Jahreserzeugung – Kosten von 7,39 €/MWh.

WEA liefern jedoch einen gewissen Beitrag zur Dauerreserve, der durch den Leistungseffekt ausgedrückt wird. Um dies im Modell zu berücksichtigen, muss der Kapazitätsbeitrag der WEA von der ermittelten thermischen Kapazität abgezogen werden. Bei einem Leistungseffekt von beispielsweise 25 % tragen WEA im Umfang von 2,5 GW zur Kraftwerksreserve bei, womit die erforderliche thermische Kapazität auf $4\text{ GW} - 2,5\text{ GW} = 1,5\text{ GW}$ verringert wird. Dementsprechend ergeben sich in diesem Fall zusätzliche Kosten von 84 Mio. € bzw. 2,80 €/MWh. Die folgende Tabelle 5.3 illustriert den Berechnungsvorgang der Kapazitätskosten für das eben beschriebene Beispiel und stellt die Ergebnisse gegenüber.

Tabelle 5.3: Berechnung der Kapazitätskosten mit und ohne Berücksichtigung des Leistungseffekts.

Beispiel: Berechnung der Kapazitätskosten		
WEA-Kapazität	10	GW
WEA-Volllaststunden	3000	h
WEA-Erzeugung	30000	GWh
Ohne Leistungseffekt		
Lastfaktor Gasturbine	85	%
Volllaststunden Gasturbine	7446	h
Kapazitätsäquivalent Gasturbine	4	GW
Leistungseffekt	0	%
WEA-Kapazitätsbeitrag	0	GW
benötigte therm. Kapazität	4	GW
spezifische jährliche Anlagekosten	55	€/kW,a
Kapazitätskosten	222	Mio.€
Kapazitätskosten je MWh Wind	7,39	€/MWh
Mit Leistungseffekt		
Lastfaktor Gasturbine	85	%
Volllaststunden Gasturbine	7446	h
Kapazitätsäquivalent Gasturbine	4	GW
Leistungseffekt	25	%
WEA-Kapazitätsbeitrag	2,5	GW
benötigte therm. Kapazität	1,5	GW
spezifische jährliche Anlagekosten	55	€/kW,a
Kapazitätskosten	84	Mio.€
Kapazitätskosten je MWh Wind	2,80	€/MWh

Die Ergebnisse der Anwendung obiger Methode auf das österreichische und deutsche Energieversorgungssystem sind in Anhang 2 zu finden.

Für eine detailliertere Analyse der Kapazitätskosten sind die Eingangsparameter auf disaggregierter Ebene (z.B. separat für jede Regelzone innerhalb eines Landes) zu erheben. Dies betrifft insbesondere den Leistungseffekt, dessen Höhe die resultierenden Kosten wesentlich beeinflusst.

Schlussfolgerungen für die Modellierung

Die Ergebnisse zum zusätzlichen Bedarf an Regelreserve und -energie aus Consentec et al (2003) und DENA et al. (2005) stellen eine gute Referenz dar und werden in Kapitel 5.4.1 mit jenen der Modellierung im Zuge dieses Projektes verglichen. Im Zuge dessen ist wichtig zu betonen, dass die verwendete Methodik sich von den Ansätzen der oben genannten Studien unterscheidet.

Bezüglich der Kostenallokation wird im Unterschied zu dem auf Ausgleichsenergiemarktpreisen basierten Ansatz in Consentec et al. (2003) ein kostenbasierter Ansatz gewählt. Dazu liefern die in ILEX/UMIST (2002) dargestellten Einflussgrößen eine gute Basis.

Weitere Aspekte wie der Einfluss von Netzengpässen auf Reservehaltungskosten und der mögliche Beitrag der Lastseite, die in der bisherigen Literatur nicht berücksichtigt werden, werden in dieser Arbeit miteinbezogen.

Als Basis für die Abbildung von Netzengpässen im Modell dienen die Analysen in Stadler/Auer (2004) für Österreich und jene in DENA et al. (2005) für das deutsche System.

Das lastseitig zur Verfügung stehende theoretische Potenzial zur Reservehaltung wird getrennt nach Sektoren und Anwendungen ermittelt und dem derzeitigen Reservebedarf sowie dem zusätzlichen Bedarf durch Integration von WEA gegenübergestellt. Die Ergebnisse sollen die lastseitigen Möglichkeiten darstellen und damit eine Diskussionsgrundlage für deren zukünftige Nutzung bieten.

5.2 Analyse der Auswirkung der Windeinspeisung auf die Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks und der Methoden der Kostenallokation (AP2)

5.2.1 Auswirkungen der Windeinspeisung auf die Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks (Task 2.1)

Der aus Windkraft erzeugte Strom verdrängt Strom aus konventionellen thermischen Anlagen und bewirkt neben dem positiven Effekt der Brennstoffeinsparung auch ein häufigeres Anfahren der Kraftwerke sowie einen verstärkten Betrieb in Teillast, was sich ökologisch und ökonomisch negativ auswirkt. In den nachfolgenden Abschnitten wird zunächst erläutert, welche Kraftwerke durch Wind verdrängt werden. Daran schließt sich die Beschreibung der Startvorgänge von Kraftwerken, die emissions- und kostenseitig bewertet werden. Abschließend wird auf die Wirkungsgradverluste beim Betrieb in Teillast und auf weitere Kenngrößen eingegangen, die den Kraftwerkseinsatz bestimmen, die ebenfalls emissions- und kostenseitig bewertet werden. Ausgenommen bleiben zunächst die Auswirkungen auf die Regelung des Systems, d.h. Abruf und Vorhaltung von Regelleistung, die im nachfolgenden Kapitel genauer erläutert werden. In diesem Kapitel werden zunächst die Auswirkungen auf den fahrplanmäßigen Betrieb untersucht.

Verdrängung von konventioneller Erzeugung

Die durch die Windeinspeisung aus Sicht der Kraftwerke verminderte Stromnachfrage wirkt sich auf einen veränderten fahrplanmäßigen Betrieb der Kraftwerke aus. In einem kostenseitig optimierten Betrieb des Kraftwerksparks, der hier unterstellt wird, werden zunächst die Kraftwerke mit den günstigsten kurzfristigen Erzeugungskosten eingesetzt. Steigt die nachgefragte Leistung an, kommen auch Kraftwerke mit höheren kurzfristigen Erzeugungskosten zum Einsatz. Bei der Windeinspeisung verringert sich die nachgefragte Leistung und die spezifisch teuersten Kraftwerke werden abgeschaltet. Die Kostenkenndaten der einzelnen Kraftwerke, die für die Festlegung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke – der Merit Order – verwendet werden, sind in der Tabelle 7.4 dargestellt. Im Kraftwerkseinsatzmodell sind diese entstehenden kurzfristigen Erzeugungskosten sowie die monatlich verfügbaren Kraftwerksleistungen nach Energieträgern hinterlegt. Auf dieser Basis wird ermittelt, welche Kraftwerke durch Windenergie verdrängt werden. Daneben sind Mindestlaufzeiten für die Kraftwerke festgelegt, die insbesondere bei Kohlekraftwerken relevant sind. Ein Teil der Nachfrage wird durch Kraftwerke der Fernwärmewirtschaft gedeckt, die in der Regel nicht durch Windkraft verdrängt werden, da sie wärmegeführt betrieben werden.

Mit den Annahmen zu installierter und verfügbarer Leistung sowie kurzfristigen Erzeugungskosten zeigt sich eine Substitution vornehmlich der Mittellast- und der Spitzenlastkraftwerke. Diese stellen in Österreich zum größten Teil die Wärmekraftwerke dar. In Deutschland sind dies Steinkohle- und Erdgaskraftwerke.

Tabelle 5.4: Kennzahlen der abgebildeten Kraftwerkstechnologien.
Quelle: eigene Recherche, DENA et al. 2005

Dynamische Kennzahlen	Einheit	GuD-Kraftwerke	Gas-turbine	Stein-kohle	Braun-kohle	Lauf-wasser-kraft	Kern-kraft
Investment	€/kW	460	332	971	1074	3500	1841
Brennstoffpreis	Cent/kWh(th)	1,55	1,60	0,57	0,30		0,313
variable Betriebskosten	Cent/kWh(el)	0,05	0,05	0,20	0,23		
Emissionen	g/kWh(th)	198	198	350	374	0	0
Instandhaltung & Lohn	€/kW	23,6	26,1	28,6	29,2	35,00	38,6
Wirkungsgrad 100 % Last	%	47,00	30,00	40,40	36,30	100	33,00
Erzeugungskosten langfristig	Cent/kWh	5,12	8,31	4,84	4,56	9,64	4,18
Erzeugungskosten kurzfristig	Cent/kWh	3,35	5,38	1,61	1,06	0,76	0,95
Emissionen	g/kWh(el)	422	662	867	1031	0	0

Veränderte Fahrweise von konventionellen Einheiten

Anfahrvorgänge und Mindestlaufzeiten

Die Anfahrzeit gibt an, welche Zeit benötigt wird, um ein Kraftwerk das gegenwärtig keine Leistung abgibt, auf die Mindestleistung hochzufahren. Am schnellsten, innerhalb weniger Minuten, lassen sich Wasser- und Gasturbinen anfahren, die längsten Anfahrzeiten weisen Kernkraftwerke auf. Bei Anfahrvorgängen kommen zu den variablen Kosten weiterhin Ausgaben für den Start von Anlagen hinzu, die sich gleichzeitig auch auf der Emissionsseite niederschlagen. Diese Kosten sind vom dynamischen Betrieb des gesamten Kraftwerkssystems abhängig. Hierbei spielt insbesondere die Stillstandsdauer einer Anlage eine wichtige Rolle. Mit zunehmender Stillstandsdauer erhöhen sich die Kosten des Anfahrens, bis sie die Kosten für einen Kaltstart erreichen. In Abbildung 5.3 ist der Brennstoffverbrauch für das Anfahren eines Braunkohleblocks in Abhängigkeit der Stillstandsdauer dargestellt. Für den Anfahrvorgang werden ca. 120 % des Energiebedarfs einer Volllaststunde benötigt. In Krämer 2003 werden bis zu 500 % Energiebedarf einer Volllaststunde genannt. Allgemein weisen Gasturbinen wesentlich niedrigere Anfahrverluste auf als Dampfturbinen, da bei letzteren zunächst der gesamte Dampfkreislauf aufgewärmt werden muss.

Aus den durchgeführten Analysen ergibt sich ein Energieaufwand für den Anfahrvorgang von Kohlekraftwerken, der bei 30–120 % des Energiebedarfs einer Volllaststunde liegt. Für Gasturbinen liegt dieser Wert mit max. 20 % deutlich darunter.

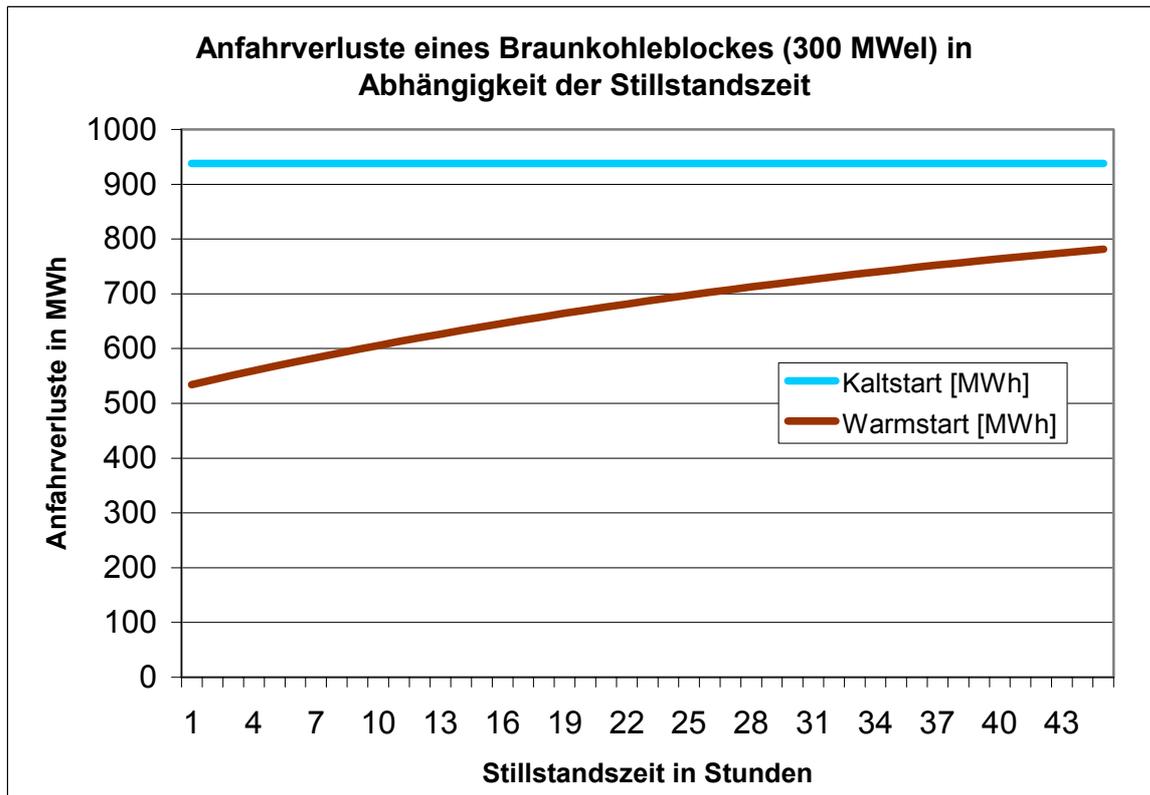


Abbildung 5.3: Anfahrverluste eines Braunkohleblockes. Quelle: Herbst (1997)

Teillastbetrieb

Ein weiterer wichtiger Effekt, der bei der Integration der Windenergie auftritt, ist ein verstärkter Betrieb des Kraftwerksparks im Teillastbetrieb. Stromerzeugungsanlagen erreichen allgemein die höchsten Wirkungsgrade, wenn sie bei Volllast betrieben werden. Die Effizienz sinkt z. T. erheblich, wenn Gasturbinen und Dampfturbinen nicht in ihrem Nennbetriebspunkt betrieben werden. Die fluktuierende Erzeugung durch Windenergie kann, um das An- und Abfahren von Kraftwerken zu vermeiden, auch durch einen stärkeren Teillastbetrieb realisiert werden, der in der Regel durch einen schlechteren Wirkungsgrad charakterisiert ist. Dies verursacht höhere Kosten sowie zusätzliche Emissionen. Wirkungsgradverluste verschiedener Erzeugungstechnologien sind in Abbildung 5.4 dargestellt.

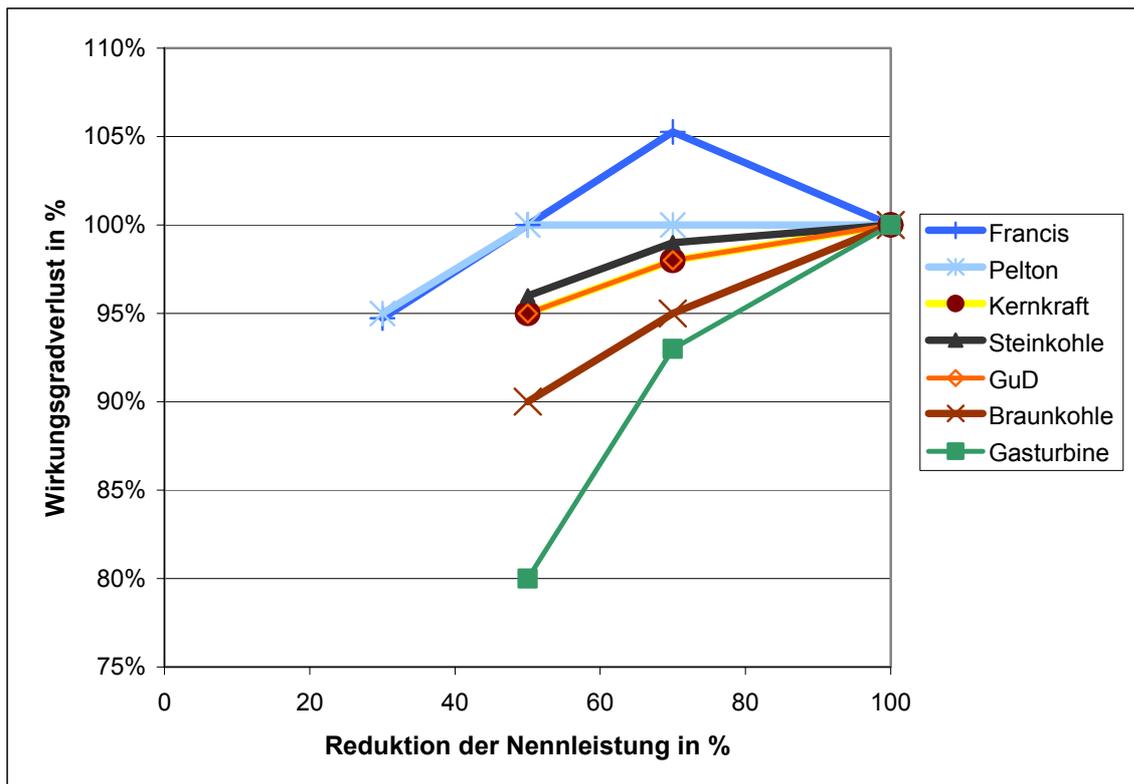


Abbildung 5.4: Reduktion des Wirkungsgrades bei Betrieb in Teillast. Quelle: Lux (1997)

In der Simulation des fahrplanmäßigen Betriebs werden die zusätzlichen Kosten der Kraftwerksanfahrten und des Teillastbetriebs durch einen herabgesetzten Wirkungsgrad abgebildet. Die Reduktion des Wirkungsgrades ist abhängig von der Reduktion der Volllaststunden und richtet sich an der Methodik der TU-München aus (vgl. dazu Kapitel 5.1). Ein weiterer Kostenblock entsteht durch die Bereitstellung von Regelleistung. Die dabei unter anderem durch einen Teillastbetrieb der Kraftwerke verursachten Kosten werden jedoch explizit berechnet und im nachfolgenden Kapitel erläutert.

5.2.2 Auswirkung der Windeinspeisung auf die Vorhaltung von Leistungsreserve, Kostenallokation für zusätzlichen Minutenreservebedarf (Task 2.2)

In den nachfolgenden Abschnitten werden zunächst die Einflussparameter auf die Vorhaltung von Leistungsreserve dargestellt und der Einfluss der Windeinspeisung auf die Leistungsreserve aus bereits durchgeführten Studien beschrieben. Daran schließt sich die Allokation der Kosten für zusätzliche Regelleistung sowie eine Darstellung der wichtigsten Ergebnisse internationaler Studien betreffend zusätzliche Kosten an, die durch die Integration der Windenergie in das bestehende System entstehen.

Einflussparameter auf Regelleistungsvorhaltung

Die Vorhaltung von Leistungsreserve wird von zwei Parametern entscheidend beeinflusst. Dies sind:

- erwartete Stromnachfrage, abgeleitet aus der Prognose für die Netzlast (Die Standardabweichung des Prognosefehlers liegt bei ca. 2,5 % der Jahreshöchstlast)

- erwartete Windeinspeisung, abgeleitet aus der Windeinspeiseprognose (Die Standardabweichung des Prognosefehlers liegt aktuell in Deutschland bei 6,5 %, in Österreich bei 13 % der installierten WEA-Leistung.)

Die Bereitstellung der Regelenergie kann über eine Vielzahl von Möglichkeiten erfolgen:

- Betrieb von Kohlekraftwerken, Kernkraftwerken und Erdgaskraftwerken im Teillastbereich,
- Einsatz von schnellstartenden Gasturbinen, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken
- Reduktion an Lastnachfrage durch Lastmanagement.

Um laufend die gegenwärtige Nachfrage decken zu können, muss das Kraftwerkssystem den auftretenden Laständerungen und auch Abweichungen von den Kraftwerksfahrplänen folgen können. Dies wird durch die Vorhaltung von verschiedenen zeitlich abgestimmten Kraftwerksreserven gewährleistet, die die Zuverlässigkeit der Stromversorgung sicherstellt. Die Reserveleistung dient primär zum Ausgleich von Kraftwerksausfällen und Prognoseabweichungen der Nachfrage. Durch die Integration von fluktuierender Erzeugung wie WEA wird zunehmend auch der Ausgleich von Prognosefehlern dieser Einspeisung notwendig.⁹

Der zusätzliche Bedarf an Regelreserve durch WEA im System wird nachfolgend für die einzelnen Reservearten untersucht. Von besonderem Interesse ist dabei der über 15 Minuten hinausgehende Zeitbereich der Minutenreserve, da in diesen Bereich typischerweise Fluktuationen von WEA fallen.

Primärregelreserve bzw. Sekundenreserve

Die Auswirkung von WEA auf die Sekundenreserve wird durch Schwankungen der ans Netz abgegebenen Leistung des WEA-Kollektivs im Sekundenbereich bestimmt. Rasche Leistungsänderungen können durch Ausfall von Einheiten oder dargebotsabhängige Schwankungen mit hohen Leistungsgradienten entstehen.

Aufgrund der geografischen Verteilung sowie der im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken geringen Einheitengröße ist ein Ausfall von WEA in der Größenordnung des UCTE-Auslegungsfalls der Sekundenreserve von 3000 MW nicht zu erwarten (Dany/Haubrich (2000)).

Die Größenordnung der dargebotsabhängigen Schwankungen im Sekundenbereich wird in Abbildung 5.5 basierend auf einer Abschätzung in Dany/Haubrich (2000) dargestellt. Angenommen wird eine hohe durchschnittliche Standardabweichung der Leistungsfluktuationen jeder einzelnen WEA von $\sigma_{WEA} = 10 \% P_N$ und eine einheitliche Anlagengröße von $P_N = 2 \text{ MW}$. Die Leistungsfluktuationen liegen für diese Annahmen auch bei einer installierten Leistung von 125 GW im UCTE-Netz¹⁰ bei einem Viertel der Standardabweichung der UCTE-Last und zwei Größenordnungen unter dem Primärregelreservebedarf für einen Ausfall von zwei Grenzleistungseinheiten im Umfang von 3.000 MW. Damit ist eine erhöhte Anforderung

⁹ An dieser Stelle ist die Einbindung des Lastmanagements angedacht, wenn sich günstigere Erzeugungsanlagen auf Grund von Restriktionen wie der Änderungsgeschwindigkeit nicht anwenden lassen oder wenn z. B. eine Lastspitze dadurch abgeschwächt werden kann.

¹⁰ Basierend auf einem optimistischen Szenario wird in EWEA/DG TREN (2003) für das Jahr 2012 für den OECD-Raum eine installierte WEA-Kapazität von 112 GW prognostiziert.

an die Sekundenreserve auch bei starkem zukünftigem Ausbau der Windenergie auszu-schließen.

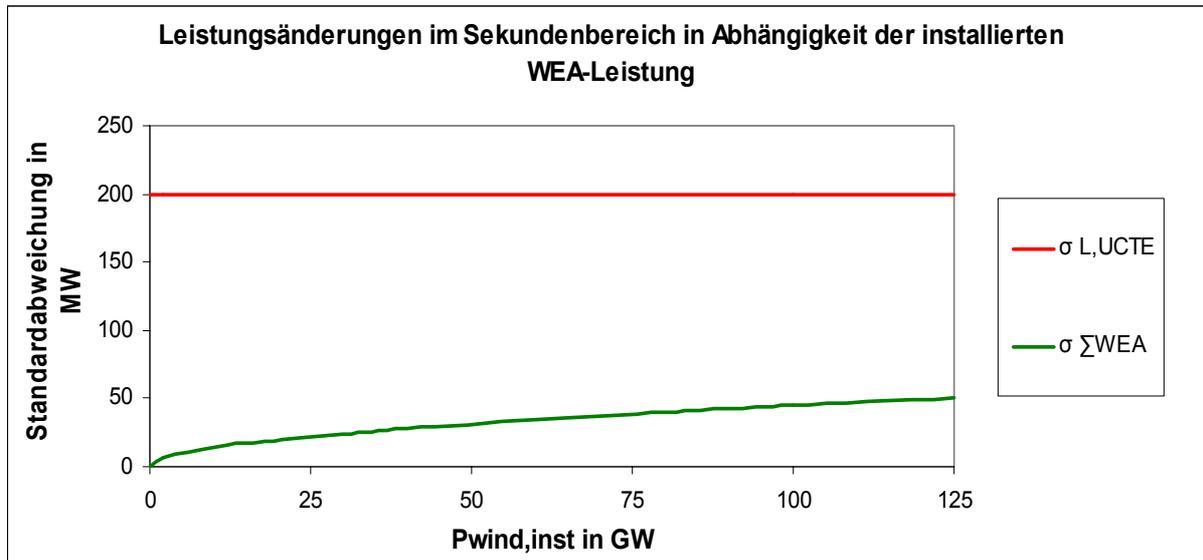


Abbildung 5.5: Änderungen der abgegebenen Leistung von WEA in Abhängigkeit der installierten Leistung im UCTE-Netz basierend auf Dany/Haubrich (2000). Vergleich mit der Standardabweichung der UCTE-Last

Auch in Pantaleo et al. (2003) wird der Leistungsgradient im Bereich von wenigen Minuten aufgrund von stochastischen Kompensationseffekten und der Maximalleistungsbegrenzung bei WEA als gering eingestuft, wodurch keine Auswirkungen auf den Primärregelbedarf zu erwarten sind.

Die gleiche Schlussfolgerung ist in Consentec et al. (2003) zu finden, wobei eine Einstellung des WEA-Frequenzrückgangsschutzes von $f < 48$ Hz empfohlen wird, um eine vorzeitige großflächige Abschaltung im Störfall auszuschließen.

Der Primärregelreservebedarf ist neben dem abzusichernden Leistungsausfall auch von der Systemträgheit, die wiederum durch die Summe der rotierenden Massen bestimmt ist, abhängig. In diesem Zusammenhang muss erwähnt werden, dass stromrichter-gespeiste WEA im Unterschied zu konventionellen Einheiten keinen Beitrag zur rotierenden Masse leisten und somit indirekt auf den Sekundenreservebedarf Einfluss nehmen. Laut ILEX/UMIST (2002) ist jedoch zu erwarten, dass die Windindustrie in den kommenden Jahren auf dieses Problem mit entsprechenden technischen Lösungen reagieren wird.

Sekundärregelreserve

In Consentec et al. (2003) wird auf Erfahrungen in der Regelzone von E.ON Netz verwiesen, wo nur sehr geringe Zusatzanforderungen an die Sekundärregelreserve für eine Windpenetration von 25 % im laufenden Netzbetrieb registriert wurden.

Die Auswirkung auf die Standardabweichung der Regelabweichung durch WEA wird für verschiedene Modellsysteme in Dany/Haubrich (2000) untersucht. Der Anstieg der absoluten Regelabweichung fällt dabei für hydrothermische Systeme moderat aus, wodurch eine Anpassung der Regelreservebemessung nicht notwendig erscheint. Für thermische Systeme

steigt die Regelabweichung im ungünstigsten Fall proportional mit der installierten WEA-Leistung¹¹. Dieser Anstieg lässt sich durch eine höhere Dynamik des Kraftwerksparks ausgleichen, was durch zusätzliche bzw. schnellere Regelkraftwerke zu erreichen ist.

Tertiärregelreserve bzw. Minutenreserve

Die Tertiärregel- oder Minutenreserve¹² dient bei Kraftwerksausfällen oder sprunghaften Änderungen des Verbrauchs in großem Umfang zum Leistungsausgleich über einen Zeitraum von 15 min hinaus. Sie gibt die durch den Störfall aktivierte Sekundärregelreserve wieder frei. Um dieser Aufgabe gerecht zu werden, muss die Minutenreserve auf die Wirkleistung des größten eingesetzten Kraftwerksblocks im Zuständigkeitsbereich abgestimmt werden. Ein Ausfall von WEA in diesem Umfang ist laut Dany/Haubrich (2000) gegenüber dem Ausfall thermischer Einheiten vernachlässigbar. Weiterer Bedarf an Minutenreserve ergibt sich durch Abweichungen vom prognostizierten Lastgang und der ans Netz abgegebenen Leistung von volatilen Erzeugungseinheiten wie insbesondere WEA. Da sowohl positive als auch negative Prognosefehler auftreten, muss neben „positiver“ Reserve für Leistungsdefizite auch „negative“ Reserve für Leistungsüberschüsse vorgehalten werden. Minutenreserve kann als rotierende Reserve in Form von Dampfkraftwerken im gedrosselten Betrieb, als stehende Reserve mit schnell startenden Gasturbinen- und Pump-Speicher-Kraftwerken, aber auch durch vertraglich vereinbarten Lastabwurf bereitgestellt werden.

Empirische Ergebnisse zur Minutenreserve und Minutenregelreserve

Der zusätzliche Bedarf an „manueller Minutenreserve“ ausgehend vom Wert ohne Berücksichtigung der WEA wird in Dany/Haubrich (2000) für unterschiedliche Modellsysteme untersucht. Abbildung 5.6 zeigt die Auswertung für ein rein thermisches System, bei dem zusätzlich der starke Einfluss der Prognosegüte ersichtlich ist. Die Bandbreite der Regelreserve wird für Standardabweichungen des Prognosefehlers im Bereich von 10–20 % in Abhängigkeit der Windpenetration dargestellt. Bis zu einer installierten WEA-Kapazität von 50 % der Jahreshöchstlast bleibt der zusätzliche Bedarf an Reserve auch im schlechtesten Prognosefall unter 15 % des maximalen Verbrauchs.

Quantitative Angaben zum gesamten Regelreservebedarf (einschließlich der Primär- und Sekundärregelreserve) von WEA-Anlagen seitens des US National Renewable Energy Laboratory (NREL) werden in Abbildung 5.7 grafisch dargestellt und den Ergebnissen aus Dany/Haubrich (2000) gegenübergestellt, wobei hier die Regelleistung als Anteil der installierten WEA-Leistung dargestellt wird. NREL gibt für einen Windausbau von 20 % einen Reservebedarf von 10 % der installierten WEA-Leistung an, nach Dany/Haubrich (2000) ergibt sich ein Minutenreservebedarf von rund 7,5 %. Berücksichtigt man, dass der Hauptanteil des zusätzlichen Reservebedarfs der Minutenreserve zuzuordnen ist, so ist eine sehr gute Übereinstimmung der beiden Ergebnisse gegeben. Laut Milborrow (2004) liegen Studien zum zusätzlichen Regelreservebedarf von WEA vor, die geringere Werte angeben.

¹¹ vgl. Abbildung 2 in Dany/Haubrich (2000).

¹² In Dany/Haubrich (2000) wird der Terminus „manuelle Minutenreserve“ verwendet, um eine Unterscheidung mit der auch im Minutenbereich arbeitenden Sekundärregelreserve zu garantieren.

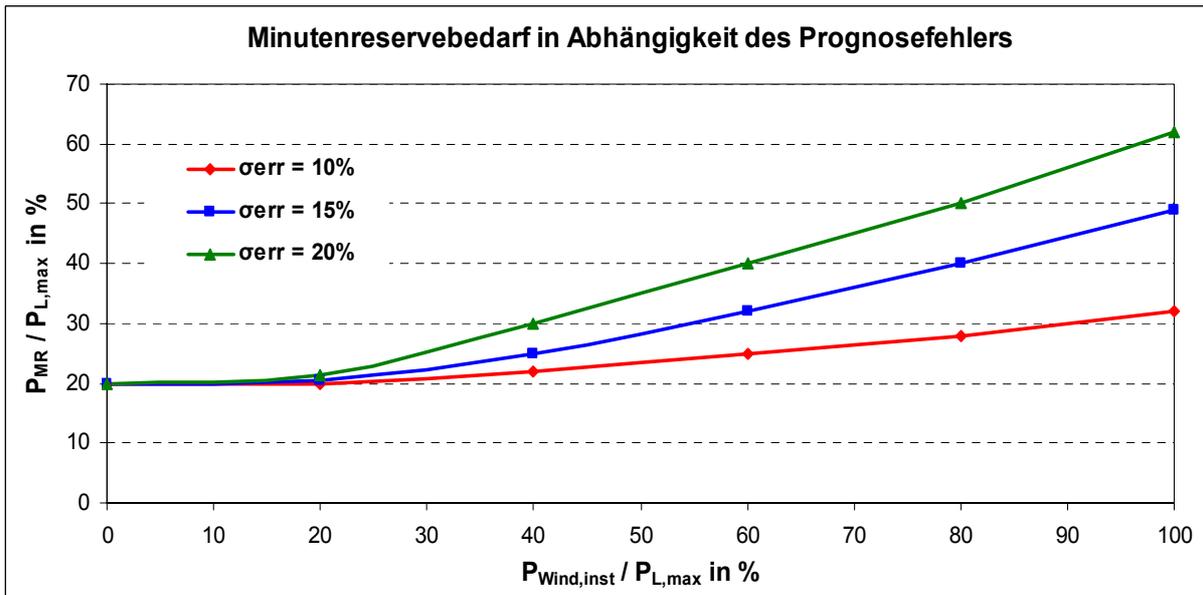


Abbildung 5.6: Bedarf an manueller Minutenreserve P_{MR} bezogen auf die Jahreshöchstlast $P_{L,\text{max}}$ in Abhängigkeit der inst. WEA-Leistung für unterschiedliche Standardabweichungen σ_{err} des Prognosefehlers. Quelle: Dany/Haubrich (2000)

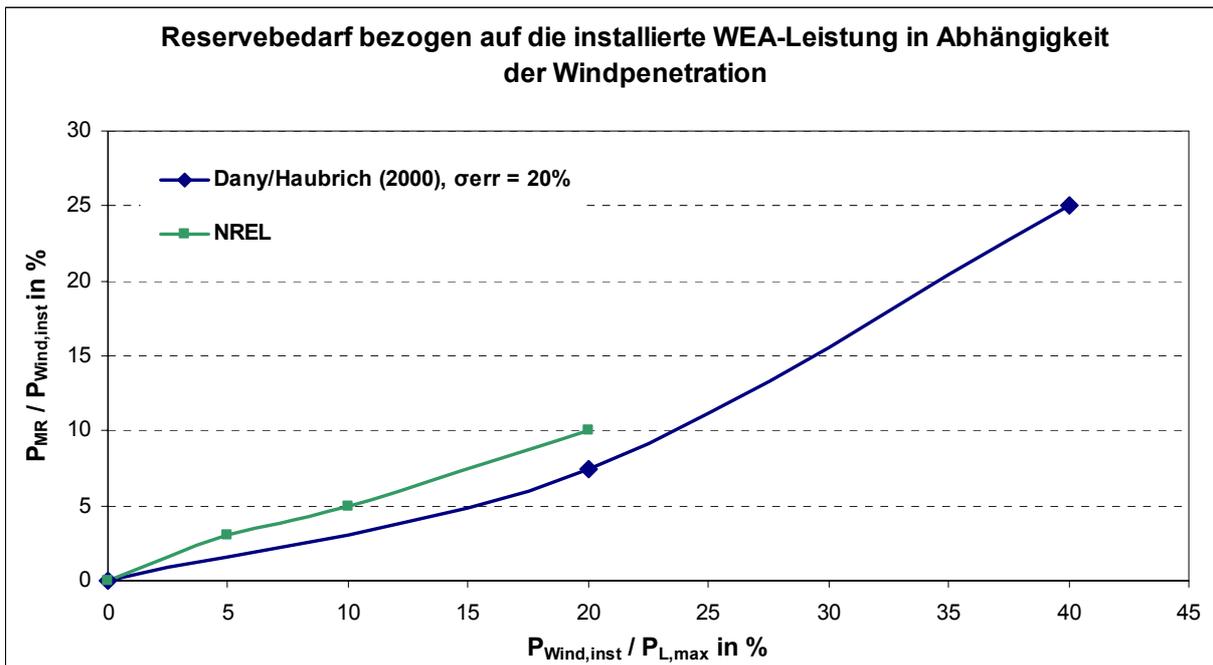


Abbildung 5.7: Gegenüberstellung von empirischen Angaben zum zusätzlichen Reservebedarf durch WEA in Abhängigkeit des Windausbaus nach Dany/Haubrich (2000) und NREL

Deutschland – Empirische Ergebnisse zu Minutenreserve

Gegenwärtig werden in Deutschland knapp 7 GW Regelleistung ausgeschrieben, die sich auf 4 Regelzonen verteilen (siehe Abbildung 5.8).

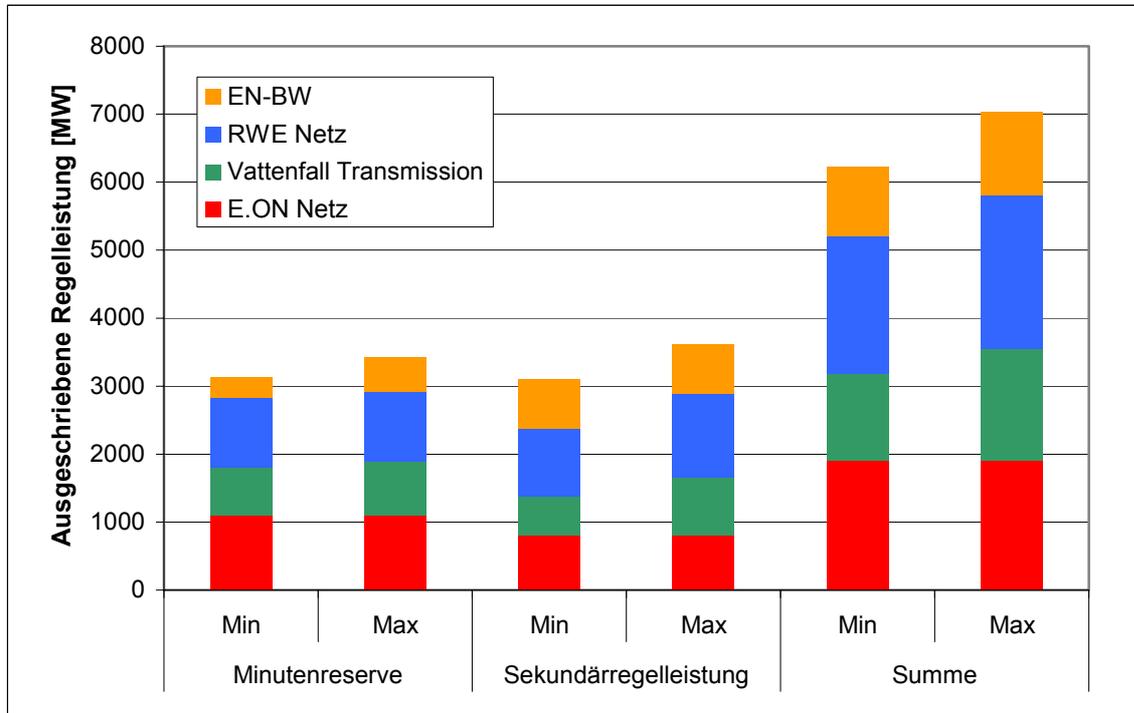


Abbildung 5.8: Ausgeschriebene positive Sekundär- und Minutenreserve in Deutschland 2003. Quellen: E-ON (2004), RWE (2004), EnBW (2004), Vattenfall (2004)

Nach einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts Köln (EWI) steigt der Bedarf an inkrementeller Regelleistung in Deutschland von 6536 MW ohne Windeinspeisung auf 7353 MW an, wenn man die heute installierte Windleistung von 15.443 MW betrachtet (Schulz 2004). Der Bedarf an dekrementeller Regelleistung steigt von 5112 MW auf 5979 MW an. Der Abruf von Regelleistung steigt für inkrementelle Regelleistung von 11.698 GWh auf 13.676 GWh und für dekrementelle Regelleistung von 1008 GWh auf 2242 GWh (siehe Tabelle 7.6).

Die erzeugte Windenergiemenge beläuft sich auf 26.883 GWh. Die Genauigkeit der Windprognose wird mit einer Standardabweichung von 10 % bezogen auf die installierte Windleistung angegeben. Die Defizitwahrscheinlichkeit wird mit 0,1 % vorgegeben.

Tabelle 5.5: Anstieg der Regelleistung und des Regelenergieabrufs. Quelle: Schulz (2004).

	Einheit	ohne Wind	mit 15,5 GW Wind	Anstieg
inkr. Regelleistung	MW	6.536	7.353	817
dekr. Regelleistung	MW	5.112	5.979	867
Abruf inkr. Regelleistung	GWh	11.698	13.676	1.978
Abruf dekr. Regelleistung	GWh	1.008	2.242	1.234

Der Anteil an Regelleistung pro MW installierter Windleistung liegt damit gegenwärtig bei 5,2 %.

Die Methodik des EWI zur Ermittlung der zusätzlichen Reserveleistung folgt aus der Faltung der Wahrscheinlichkeit zur Verfügbarkeit der konventionellen Kraftwerke sowie der Verfügbarkeit der Windeinspeisung. Für die Bestimmung des Effekts muss ein Niveau der Versorgungszuverlässigkeit definiert werden.

Eine Studie der Technischen Universität München (Geiger 2004) geht von einem zusätzlichen inkrementellen Regelenergieabruf von 10 bis 25 % der Windenergieeinspeisung aus. Dies entspricht bei 26 TWh Windstromerzeugung einem Regelleistungsabruf von 2600 GWh bis 6500 GWh.

Einflussgrößen auf Reservevorhaltung und damit verbundene Kosten

Die wesentlichen die Regelenergiekosten beeinflussenden Parameter sind nachfolgend in Kürze beschrieben. Während der Regelenergiebedarf in erster Linie von der Prognosegüte und damit auch den Marktregeln abhängig ist, sind bei der Zuordnung von Kosten zunehmend die Zusammensetzung des Kraftwerksparks und die Möglichkeit des Austausches von Regelenergie mit den benachbarten Netzen von Bedeutung.

Die Prognosegüte wird zu einem guten Teil vom Prognosezeitraum beeinflusst. Dieser wird wiederum über die vorherrschende Struktur des Ausgleichsenergiemarktes festgelegt. Die Auswirkungen eines offensichtlich nicht perfekt funktionierenden Regelenergiemarktes verdeutlichen die Ergebnisse der zum österreichischen und deutschen Versorgungssystem durchgeführten Studien. Diese liegen um das Drei- bis Zehnfache über den in Abbildung 5.9 dargestellten Kosten.

Der Kraftwerksmix bestimmt sowohl den Bedarf an Regelreserve als auch die Kosten der Regelenergie. Sind bei einem hydrothermischen System Pump-Speicher-Kraftwerke bereits abgeschrieben, so können die Erzeugungskosten mit dem mittleren Offpeak-Preis bewertet werden, der für den Pumpbetrieb in der Nacht entrichtet werden muss. Der Offpeak-Preis entspricht wiederum den kurzfristigen Grenzkosten der jeweiligen Grenztechnologie (z.B. GuD, Kohle oder Kernkraft). Sind bei einem rein thermischen System neue Erzeugungseinheiten zur Regelreservevorhaltung vorzusehen, so ist die Regelenergie mit den entsprechenden langfristigen Grenzkosten dieser Erzeugungstechnologie zu bewerten. In diesem Fall liegen die spezifischen Regelenergiekosten für das thermische System vergleichsweise höher. Pump-Speicher-Kraftwerke sind auch aus technischer Sicht wegen der höheren Dynamik den Gasturbineneinheiten überlegen, wodurch zur Aufrechterhaltung der gleichen Systemsicherheit weniger Reserve notwendig ist.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass zur Nutzung von kostengünstiger Reserveenergie entsprechende Übertragungskapazitäten innerhalb der Regelzone, sowie mit umliegenden Netzen notwendig sind.

Methoden der Kostenallokation

Bezüglich der Kostenallokation gibt es grundsätzlich zwei verschiedene Ansätze – den kostenbasierten und den auf Marktpreisen basierten.

Beim kostenbasierten Ansatz werden den mit der zusätzlichen Regelreservevorhaltung verbundenen Maßnahmen wie vermehrter Teillastbetrieb von thermischen Einheiten, häufigere Anfahrvorgänge und erhöhter Regelreserveabruf Kosten in erster Linie basierend auf höherem Brennstoffverbrauch zugewiesen (vgl. dazu ILEX/UMIST (2002) S. 37ff sowie die Kapitel 5.1.3 und 5.2.1 in dieser Arbeit).

Der auf Marktpreisen basierte Ansatz bewertet den zusätzlichen Bedarf an Regelreserve und dessen Abruf mit durchschnittlichen Marktpreisen wie sie sich am Ausgleichs- bzw. Regelenergiemarkt einstellen (vgl. dazu Consentec et al. (2003) und Kapitel 5.1.3 in dieser Arbeit).

Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Quantifizierung von zusätzlichen Regelreserve- und Energiekosten und auch Emissionen durch WEA-Integration, um u. a. einen konsistenten ökonomischen und ökologischen Vergleich der Winderzeugung mit anderen Technologien zu ermöglichen. Daher erfolgt im entwickelten Energiesystemmodell die Kostenallokation auf Kostenbasis, wobei ähnlich dem Ansatz in ILEX/UMIST (2002) eine Zeitreihenanalyse durchgeführt wird. Diese erlaubt die Quantifizierung des zusätzlichen Bedarfs an Regelreserve und dessen Abruf und darauf aufbauend werden Effizienzverluste, zusätzlicher Brennstoffverbrauch und zusätzliche Anfahrvorgänge mit Kosten bewertet. Neben diesen Kosten werden weiterhin auch die in Kap.5 dargestellten Opportunitätskosten mit berücksichtigt.

Vergleich empirischer Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse verschiedener aktueller Studien zu windbedingten Systembetriebskosten, die größtenteils von Netzbetreibern in Auftrag gegeben wurden, miteinander verglichen¹³.

Tabelle 5.6: Zusammenfassung der Ergebnisse von internationalen Studien bezüglich Regelenergiekosten durch WEA: Quelle: Obersteiner 2004

Studie	PL,max	Pwind,inst	Zeithorizont	Pwind/PL,max	Regelenergiekosten
	MW	MW		%	€/MWh
UWIG/Xcel	8000	280	2003	3,5	0,3
PacifiCorp	8300	1400	2013	20	2,0
BPA	14000	1000	2002	7	0,4
We Energies 1	7000	250	2012	4	1,0
We Energies 2	7000	2000	2012	29	0,9
Risoe	3800	2280	2002	60	3,0
Consentec	9000	700	2008	7,8	10,7
E.ON	30000	6000	2002	20	7,0
ILEX 20%	75700	24000	2020	18,7	1,8
ILEX 30%	75700	38000	2020	37,2	2,7

¹³ Die Ergebnisse der angeführten Studien werden in Obersteiner (2004) übersichtlich zusammengefasst. Angaben zu sämtlichen amerikanischen Studien entstammen UWIG (2003). Für detaillierte Ausführungen siehe auch Parsons et al (2003), Morthorst (2003), ILEX/UMIST (2002), Consentec et al (2003) und Elsässer (2002).

Währungskurse: 1 Pfund Sterling = 1,42 €, 1 US Dollar = 0,79 € (Stand 1.1.2004)

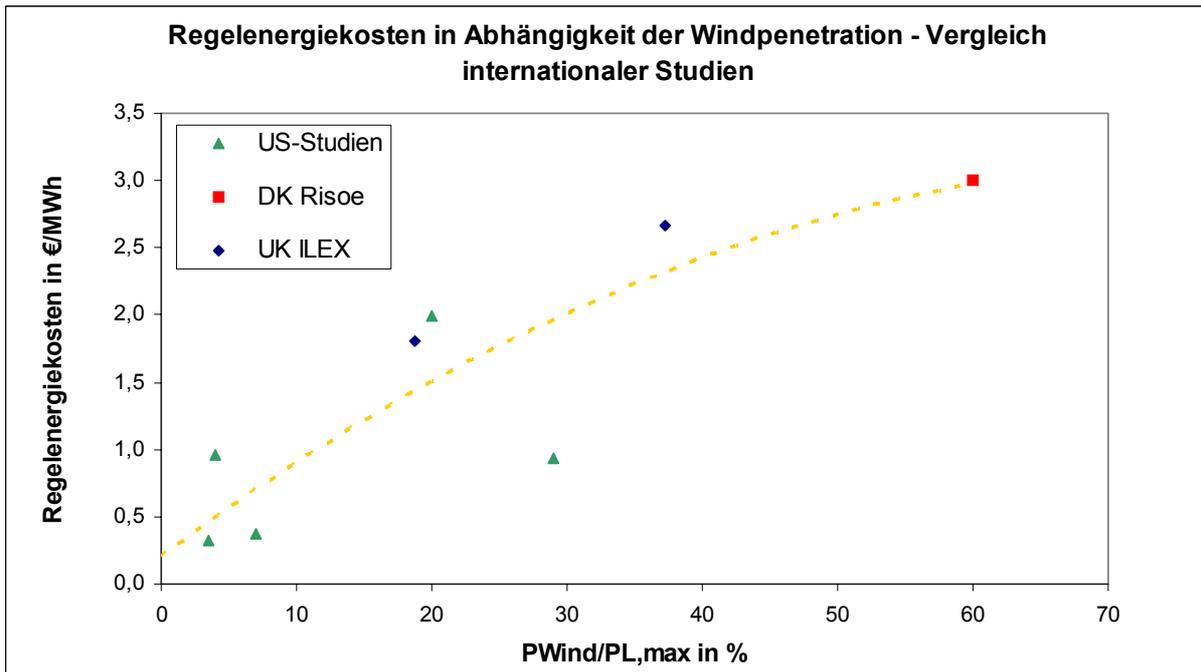


Abbildung 5.9: Gegenüberstellung der Ergebnisse verschiedener Studien über die zusätzlichen Regelenergiekosten durch WEA

Zusammenfassend sei festgehalten, dass die Regelenergiekosten auch für sehr hohen Windausbau nicht höher als 3 €/MWh liegen und für moderate WEA-Kapazitäten, entsprechend dem Ausbaivorhaben vieler europäischer Staaten, die Schwelle von 1,5 €/MWh nicht überschreiten. Weiters kann eine Kostenreduktion durch Schaffung von Marktstrukturen, die auf ein System mit WEA abgestimmt sind, erwartet werden. Im Bereich des Lastmanagements sowie der Speichertechnologien sind weitere Einsparungspotenziale zu erwarten, die bislang weder untersucht noch ausgeschöpft wurden.

5.2.3 Netzerweiterungskosten (Task 2.3)

Die Standortwahl ist für WEA durch die Abhängigkeit des Winddargebotes vorgegeben. Liegen potenzielle WEA-Standorte in Regionen mit geringem Verbrauch, muss das jeweilige Verteilnetz erweitert werden, um die eingespeiste Energie weitertransportieren zu können. Je nach geografischer Lage der WEA-Standorte, bezogen auf die Lastzentren und Regelkraftwerk-Standorte im System, wird auch das Übertragungsnetz zusätzlich beansprucht. Die Kosten für sämtliche der Windenergie zuordenbaren Ausbaumaßnahmen werden infolge für verschiedene europäische Länder untersucht und ein Zusammenhang zwischen der Ausbaurrate der Windenergie und den Netzerweiterungskosten abgeleitet.

Aktuell liegen zumindest die folgenden länderspezifischen Studien zum Netzausbau und den damit verbundenen Kosten bei Integration von WEA vor (siehe Tabelle 7.7). Die Ergebnisse basieren auf umfassenden Lastflussanalysen der jeweiligen Übertragungs- und Verteilnetze. Um eine Konsistenz hinsichtlich der Darstellung der zusätzlichen Systemkosten in dieser Arbeit zu erreichen, werden Angaben zur installierten WEA-Leistung auf die zugehörige Jah-

reshöchstlast des Systems bezogen. Ist die Jahreshöchstlast nicht explizit angegeben, werden Werte bezüglich der nationalen Spitzenlast im Dezember 2002 aus UCTE (2002) verwendet. Weiters wurde eine lineare Zunahme der Spitzenlast bis zu einem Wert von 30 % im Jahr 2020 ausgehend vom Referenzjahr 2002 angenommen.

Sämtliche Ergebnisse länderspezifischer Studien sind in Tabelle 7.8 zusammengefasst und in Abbildung 5.10 grafisch dargestellt.

Tabelle 5.7: Ergebnisse länderspezifischer Studien zur windbedingten Netzerweiterung und den damit verbundenen Kosten. Quellen: siehe Tabelle 7.8.

Netzerweiterungskosten in €/MWh	WEA-Leistung (Anteil in % der Jahreshöchstlast)													
	2,4	3,5	5,9	8,1	18,0	15,8	19,9	23,8	35,3	28,9	31,0	31,8	50,2	
Belgien I	0,1													
Belgien II		0,2												
Österreich I			0,3											
Österreich II				0,3										
Österreich III					0,4									
Frankreich						1,6								
Deutschland I							1,0							
Polen I								1,4						
Deutschland I									2					
Polen II										1,6				
Niederlande											1,6			
UK I												4,25		
UK II													4,95	

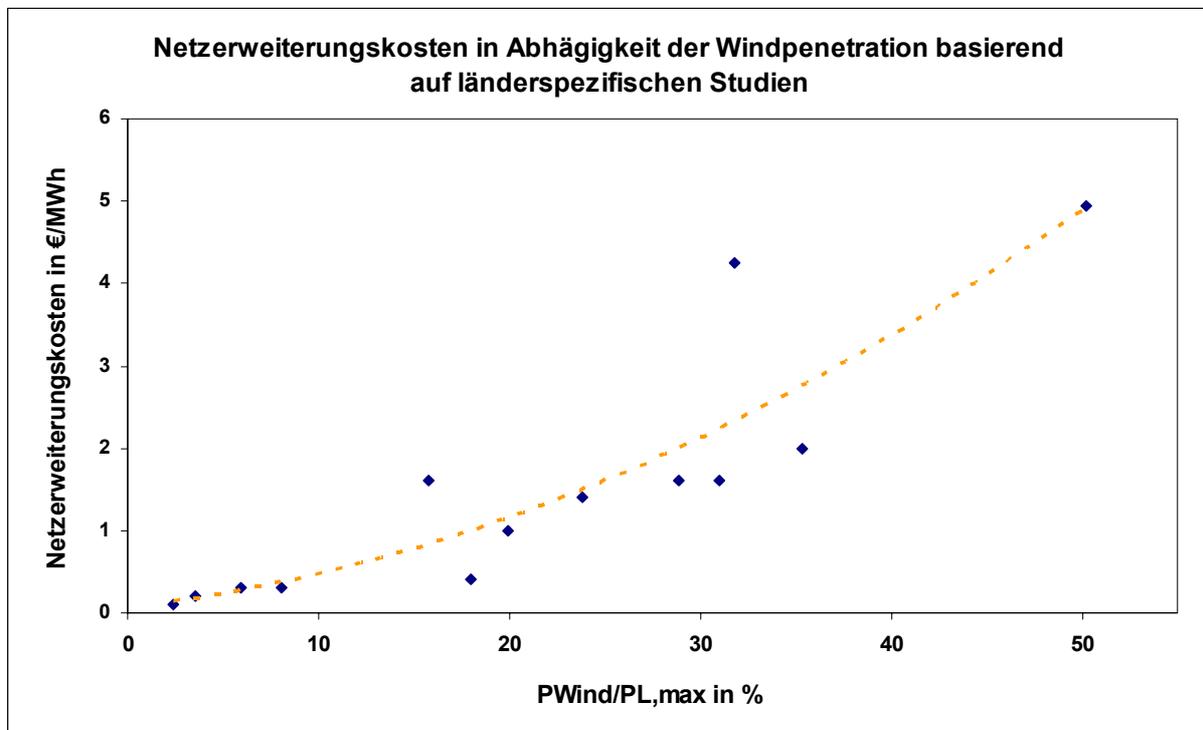


Abbildung 5.10: Gegenüberstellung der Ergebnisse länderspezifischer Studien zur windbedingten Netzerweiterung und den damit verbundenen Kosten. Quellen: siehe Tabelle 7.8

Die Streuung der in Abbildung 5.10 dargestellten Werte für die Netzerweiterungskosten lässt sich mit länderweise unterschiedlichen Voraussetzungen (z.B. in Bezug auf das existierende Netz) erklären. So nehmen die bestehende Netzdichte und -belastung sowie die geografische Verteilung der Lastzentren und der Gebiete mit Windpotenzial erheblichen Einfluss auf den vorzunehmenden Netzausbau. Angesichts dieser Tatsache ist die in Abbildung 5.10 angedeutete Trendlinie als Größenordnung der mittleren Netzerweiterungskosten in Abhängigkeit des Windausbaus zu interpretieren.

Tabelle 5.8: Quellenangaben zu den obigen Ergebnissen

Datenpunkt	Referenz
Belgien I	van Roy et al (2003)
Belgien II	van Roy et al (2003)
Österreich I	Consentec et al (2003), EEG (2003), Haidvogel (2001)
Österreich II	Consentec et al (2003), EEG (2003), Haidvogel (2001)
Österreich III	Consentec et al (2003), EEG (2003), Haidvogel (2001)
Frankreich	Verseille (2003)
Deutschland I	Fuchs (2003)
Polen I	Janiczek et al (2003)
Deutschland I	Elässer (2003)
Polen II	Janiczek et al (2003)
Niederlande	t Hooft (2003)
UK I	ILEX / UMIST (2002)
UK II	ILEX / UMIST (2002)

5.2.4 Netzanschlusskosten (Task 2.4)

Netzanschlusskosten werden in der Literatur oft als Anteil an den gesamten Investitionskosten eines Windprojekts angegeben. Dabei erfolgt meist eine Unterteilung in Aufwendungen für das so genannte interne und externe Netz. Als internes Netz werden hier die Verbindungsleitungen zwischen den WEA eines Windparks bezeichnet, während das externe Netz die Verbindung vom WEA-Standort zum Netzanschlusspunkt darstellt. Der Terminus Netzanschlusskosten bezeichnet in der Folge lediglich Kosten für das externe Netz sowie den Netzanschluss selbst.

Um die Größenordnung der Netzanschlusskosten zu verdeutlichen, wird in Folge die Aufteilung der Investitionskosten für ein typisches On- und Offshore-Projekt mit einer Anschlussleistung von 150 MW nach DG TREN (2001) grafisch dargestellt (siehe Abbildung 5.11).

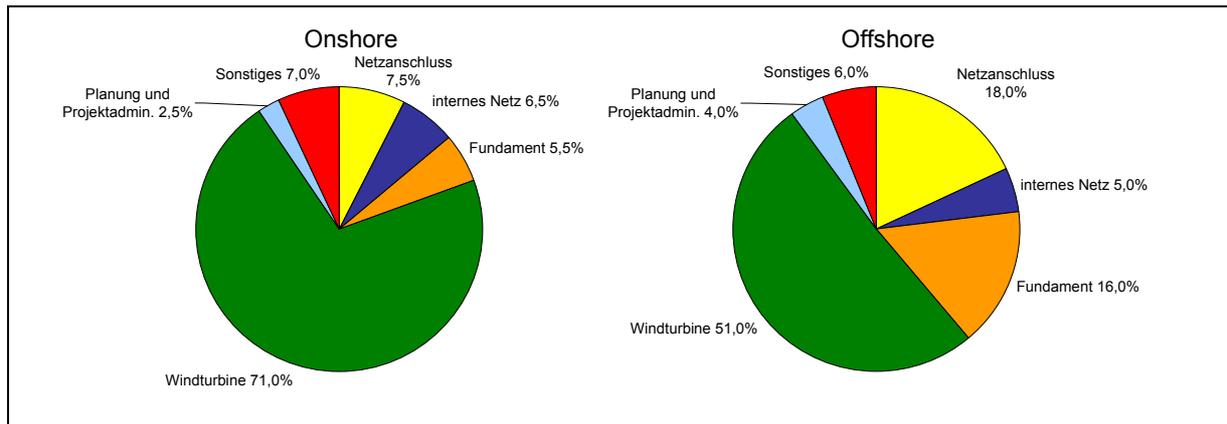


Abbildung 5.11: Exemplarische Zusammensetzung der Investitionskosten von Offshore- und Onshore-Anlagen. Quelle: DG TREN (2001).

Der Netzanschluss macht bei Offshore-Anlagen aufgrund der großen Distanzen und der aufwändigen technischen Ausführung einen beträchtlichen Anteil der Investitionskosten aus (hier 18 %). Die Kosten für das interne Netz fallen hingegen bei beiden Varianten, bezogen auf die Gesamtkosten, in etwa gleich aus (5 bzw. 6,5 %). Unter die Kategorie „Sonstiges“ fallen beispielsweise Installationskosten sowie Zinsen im Laufe der Bauphase.

Wie schon erwähnt, werden die Netzanschlusskosten meist als Anteil an den gesamten Investitionskosten des Windprojekts angeführt. Bei Angaben zu konkreten Projekten sind vereinzelt auch absolute Zahlen zu finden. Die Netzanschlusskosten variieren natürlich je nach den örtlichen Gegebenheiten von Projekt zu Projekt. Zur Ermittlung der Größenordnung getrennt nach Onshore und Offshore werden Angaben aus der Literatur miteinander verglichen.

Junginger et al. (2003)

In Junginger et al. (2003) werden Lerneffekte bei Offshore-Anlagen bis zum Jahr 2020 untersucht und dafür die einzelnen Kostenpositionen genau analysiert. Die Netzanschlusskosten (inklusive internem Netz) werden für das Referenzjahr 2003 mit 10 bis 15 % für Onshore- und mit 15 bis 30 % für Offshore-Anlagen beziffert.

Als Grundlage für die Untersuchung der Lerneffekte dient eine Referenzanlage mit 500 MW, welche über eine HGÜ an das Netz angebunden ist. Die Netzanschlusskosten nimmt Junginger für diese Anlage mit 19 % (bzw. 304 €/kW) an; weitere 4 % der Investitionskosten von 1600 €/kW entfallen auf das interne Netz.

Mögliche Lerneffekte bei der HGÜ-Technologie werden mit 25 % bis zum Jahr 2020 angegeben. Dieser Wert ist deshalb von Interesse, da die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit von Offshore-Anlagen zu einem guten Teil von den Entwicklungen im Bereich der Netzanbindung abhängig sein wird.

DG TREN (2001)

In der von der Europäischen Kommission (EK) in Auftrag gegebenen Studie zum Netzanschluss von WEA und den Wechselwirkungen mit anderen Netzteilnehmern werden verschiedene Anschlusskonzepte und technische Ausführungen von WEA beschrieben. Die Kosten für das interne Netz werden mit 3 bis 10 % der Gesamtkosten angegeben. Die Netzanschlusskosten sind laut dieser Studie bei der Anbindung von kleinen Leistungen an bereits

bestehende Versorgungsleitungen vernachlässigbar und können bei Offshore-Anlagen von 150 MW bis zu 25 % betragen. Als Durchschnittswert werden für einen Offshore-Windpark mit 150 MW Netzanschlusskosten von 40 Mio. € angegeben (entsprechend 18 % der Projektkosten). Der Anteil der Onshore-Netzanbindung wird mit 7,5 % beziffert.

DEWI (2002a)

Basierend auf einer umfassenden Befragung von Windanlagenbetreibern zwischen 1991 und 2001 wird in DEWI (2002a) die Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland eingehend analysiert. Der Anteil der mittleren Netzanbindungskosten am mittleren spezifischen WEA-Preis (nur Turbine) von 895 €/kW wird mit 9,3 % beziffert. Er liegt damit unter dem Wert von 13,2 % einer im Jahr 1999 durchgeführten Analyse. Bezogen auf die Gesamtkosten ergibt sich ein Anteil von 7,3 % bzw. mittlere spezifische Kosten in der Höhe von rund 85 €/kW.

Die folgenden Arbeiten behandeln die Kosten einzelner Komponenten der Netzanbindung im Detail.

Consentec et al. (2003)

In dieser für den österreichischen Regulator durchgeführten Studie werden u. a. die Kosten der Windenergie sehr detailliert aufgeschlüsselt. So werden auch für den Netzanschluss Kosten für die einzelnen Komponenten und deren Ausführungen angegeben und einander gegenübergestellt. Die Angaben beschränken sich auf Binnenlandanlagen bis zu einer Anschlussleistung von 100 MVA (vgl. Consentec et al. (2003), S.104-132)).

Wright et al. (2002)

In Wright et al. (2002) werden die technischen Optionen zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen im Hinblick auf den erwarteten zukünftigen Ausbau in den USA beschrieben. Neben zahlreichen technischen Spezifikationen für die einzelnen Komponenten werden auch Kosten für bereits realisierte HGÜ-Systeme für Überseeverbindungen angegeben, sowie eine Abschätzung für die künftige Anbindung von Offshore-Windparks durchgeführt.

Seawind (2003)

In einer Zusammenfassung der Ergebnisse des von der Europäischen Kommission geförderten Alterer Projekts SEAWIND werden Empfehlungen für die Installation von küstennahen Offshore-Anlagen abgeleitet. Neben einem Vergleich der spezifischen Kosten verschiedener Ausführungen von Seekabeln wird auch deren Zweckmäßigkeit bezüglich zugehöriger Leitungsverluste und Spannungsabfälle untersucht.

Zusammenfassend kann die Größenordnung der Netzanschlusskosten für Anlagen am Binnenland bzw. an der Küste mit 5 bis 10 % der Gesamtinvestitionen angegeben werden. Bei Offshore-Anlagen liegt dieser Anteil mit 10 bis 25 % – wie zu erwarten – entsprechend höher. Um diese Ergebnisse auf spezifische Kosten, bezogen auf die Winderzeugung, umlegen zu können, sind Annahmen zu den spezifischen Investitionskosten der Anlage und den mittleren jährlichen Volllaststunden nötig. Weiters sind die Investitionen entsprechend abzuschreiben, wobei hier eine Anlagennutzungsdauer von 30 Jahren und ein Zinssatz von 7,5 % angenommen wird. Für Onshore-Anlagen bewegen sich die Netzanschlusskosten im Bereich von 2,4 bis 4,9 €/MWh bei durchschnittlichen spezifischen Gesamtkosten von 1150 €/kW

und 2000 Volllaststunden. Die Werte für Offshore-Anlagen liegen zwischen 4,2 und 10,6 €/MWh bei unterstellten spezifischen Gesamtkosten von 1500 €/kW und 3000 Volllaststunden.

5.3 Grundlagen der Modellierung (AP3)

5.3.1 Modellierung der Windstromspeisung und ihrer Vorhersagegenauigkeit (Task 3.1)

Modellrechnungen und Ergebnisse für Österreich

In den nächsten Jahren wird in Österreich mit einem starken Anstieg der installierten Leistung gerechnet. Für die Simulation wurde mit zwei Ausbauszenarien gerechnet, die von einem Anstieg der installierten Leistung auf 1,5 bzw. auf 2,7 GW ausgehen (siehe Abbildung 5.12). Die sich einstellenden Volllaststunden liegen in der Größenordnung von 1800 bis 2000 Stunden. Daraus ergibt sich eine mit Windenergie erzeugte Strommenge im BEST-Szenario von ca. 5 TWh (s. Abbildung 5.13). Die Simulationen mit unterschiedlichen Winddatensätzen der Jahre 1997, 2000 und 2002 zeigen nur geringe Veränderungen in der erzeugten Energiemenge. Damit können in Österreich im Jahr 2020 ca. 4,8 bis 5,1 TWh Strom durch Windenergie erzeugt werden. Es zeigt sich, dass fast 100 % der gesamten Kapazität gleichzeitig am Netz sein können, allerdings tritt dies nur zu sehr seltenen Zeitpunkten im Jahr auf.

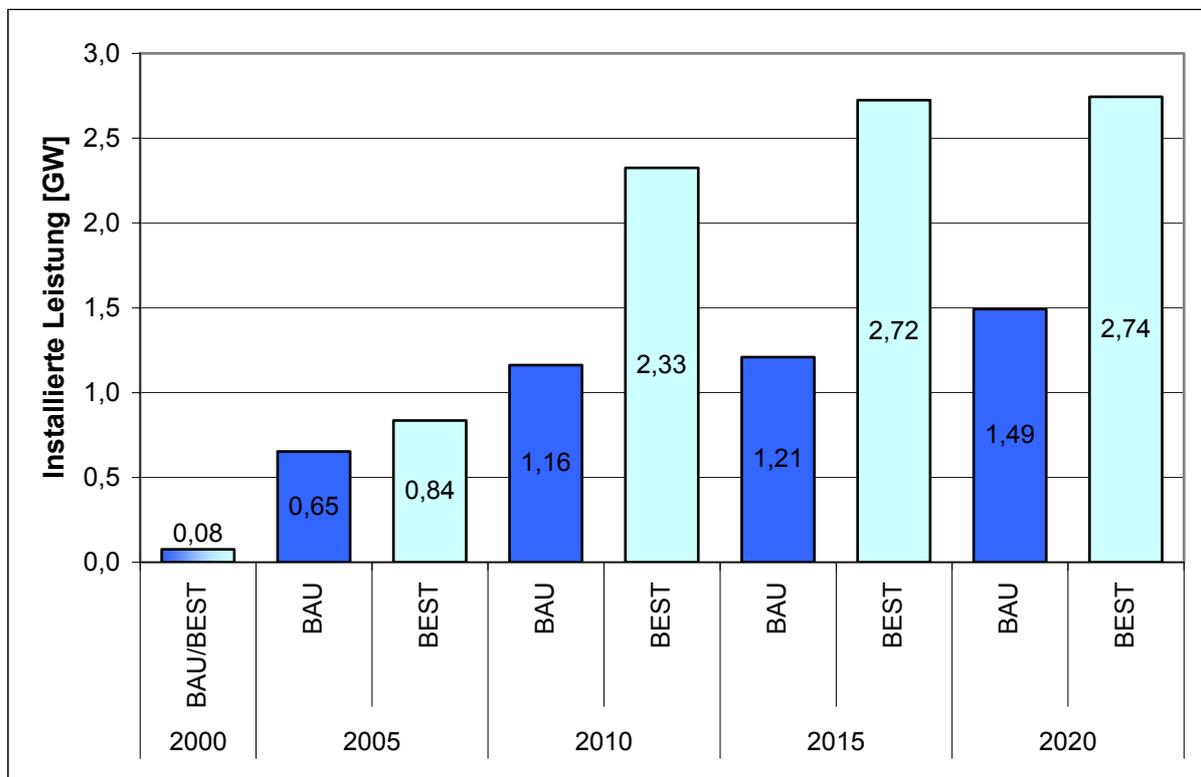


Abbildung 5.12: Installierte Leistung in Österreich bis 2020. Quelle: Huber et al. (2004)

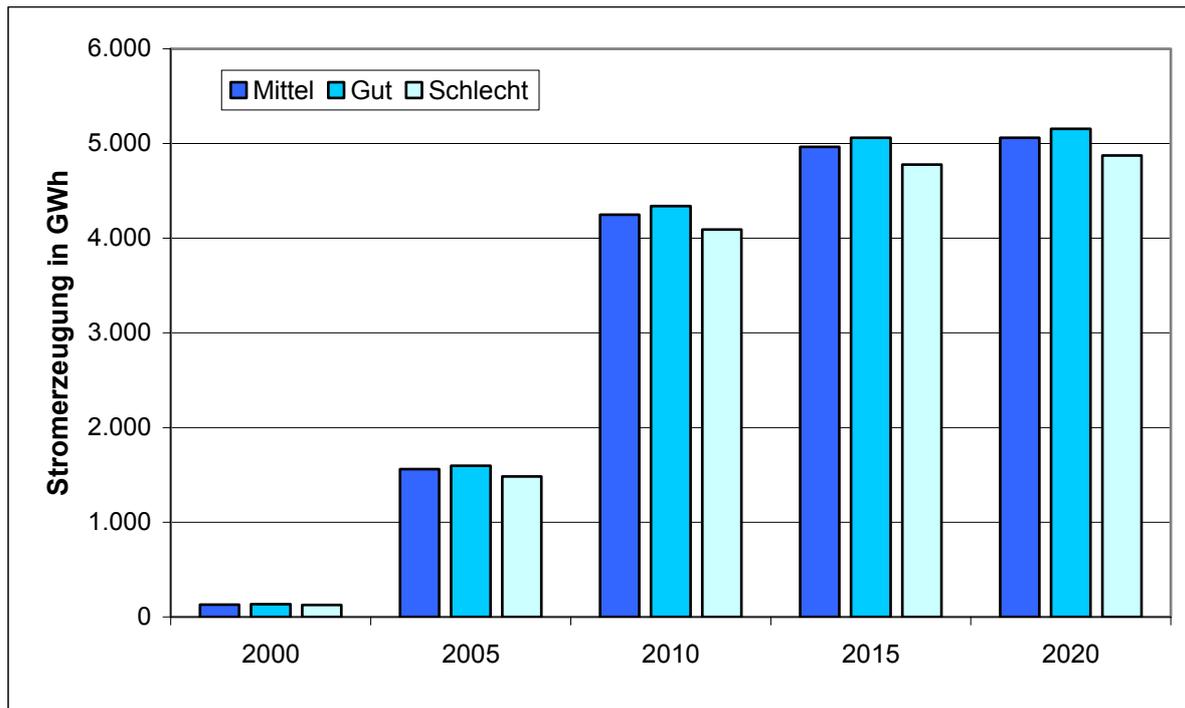


Abbildung 5.13: Entwicklung der erzeugten Strommenge in Österreich lt. BEST-Szenario für ein gutes, mittleres und schlechtes Windjahr.

Die Schwankungsbreite im 1h-Intervall liegt mit den zu Grunde liegenden Annahmen über die Verteilung der installierten Leistung bei ca. 40 % der installierten Leistung (siehe Abbildung 5.14).

Die Simulationen mit unterschiedlichen Winddatensätzen zeigt, dass die maximalen Schwankungen sich in einem eingegrenzten Korridor bewegen. In einem 1h-Intervall liegen die maximalen negativen Schwankungen zwischen 31 und 38 % der installierten Windleistung. Für positive Schwankungen liegt dieser Wert zwischen 35 und 43 %. Für größere Zeitintervalle von 4 h liegen die maximalen Schwankungen zwischen 60 und 70 % der installierten Windleistung und für das 12 h Intervall bei 80 bis 90 %. Dies deckt sich mit den tatsächlich gemessenen Schwankungen der Windeinspeisung, die für Österreich im Jahr 2003 bei einer positiven Abweichung von 57 % und einer negativen von 65 % lagen.

Die monatliche Einspeisung (siehe Abbildung 5.15) zeigt starke saisonale Unterschiede. So liegen in alle Beispieljahren die Einspeisungen im 1. Halbjahr deutlich über den Einspeisungen im 2. Halbjahr.

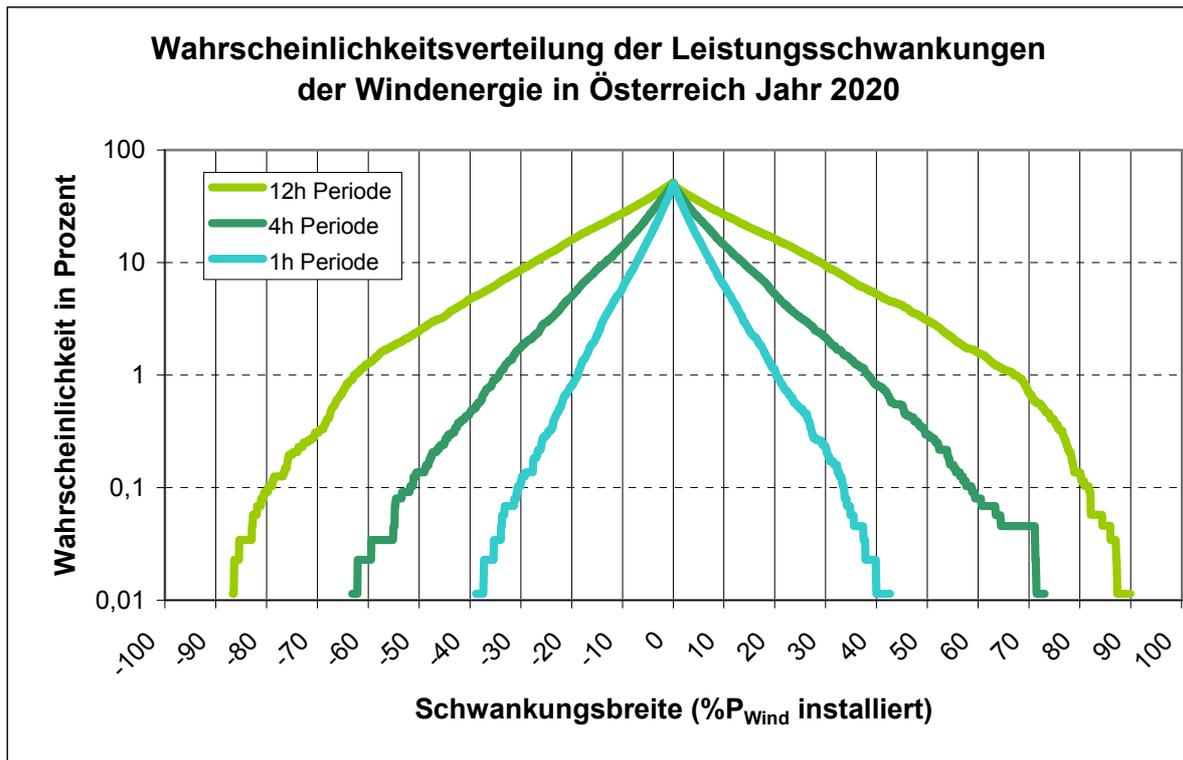


Abbildung 5.14: Leistungszeitreihe der Windeinspeisung in Österreich im Jahr 2020

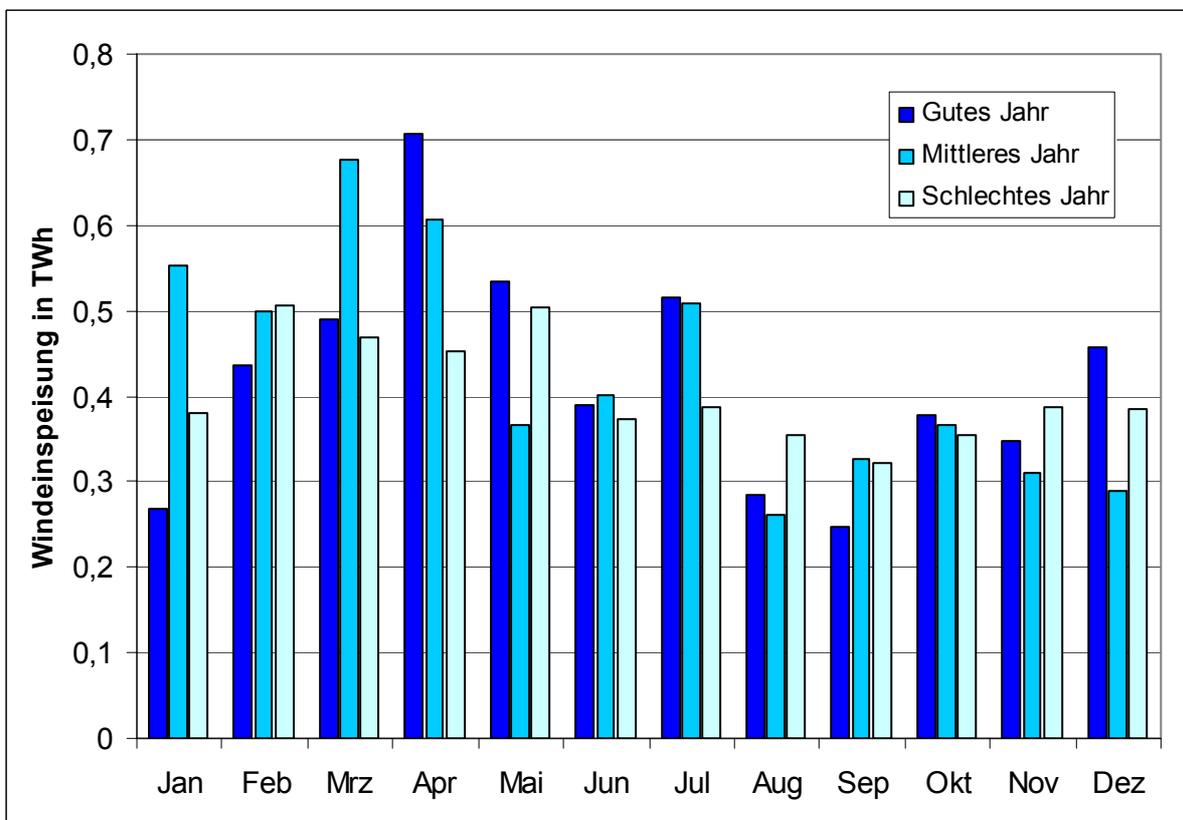


Abbildung 5.15: Simulierte monatliche Windeinspeisung in Österreich im Jahr 2020

Modellrechnungen und Ergebnisse für Deutschland

Zur Analyse der Windeinspeisung in Deutschland werden zwei Szenarien für die installierte Leistung untersucht. Der Fokus der Untersuchung liegt auf der Interaktion von Windeinspeisung und Lastmanagement. Diese Interaktion wird insbesondere bei einer starken Durchdringung des Energiesystems mit Windenergie zu einer möglichen Alternative, wenn die Windenergie die Regelung des gesamten Systems dominiert und die bestehenden Regelmöglichkeiten nur noch eingeschränkt zur Verfügung stehen bzw. hohe Kosten verursachen. Im Rahmen dieser Studie wird daher davon ausgegangen, dass es eine mehr (BEST-Szenario) oder weniger (BAU-Szenario) starke Entwicklung im Offshore-Bereich gibt. Die Analysen folgen dabei den Arbeiten des DEWI (u.a. DEWI 2002) und der DENA-Netzstudie, die von einer maximalen installierten Leistung von über 50 GW ausgehen. Für den Ausbau in Deutschland wurden zwei Szenarien zu Grunde gelegt, die mit Fortführung der gegenwärtigen Förderpolitik erreichbar scheinen. Mit der gegenwärtigen Förderung wurde ein Ausbau von ca. 39 GW unterstellt. Legt man eine ambitionierte Offshore-Förderung zu Grunde wird ein Ausbau bis auf 48 GW angenommen. Die Entwicklung im On- und Offshore-Bereich ist in Abbildung 5.16 dargestellt.

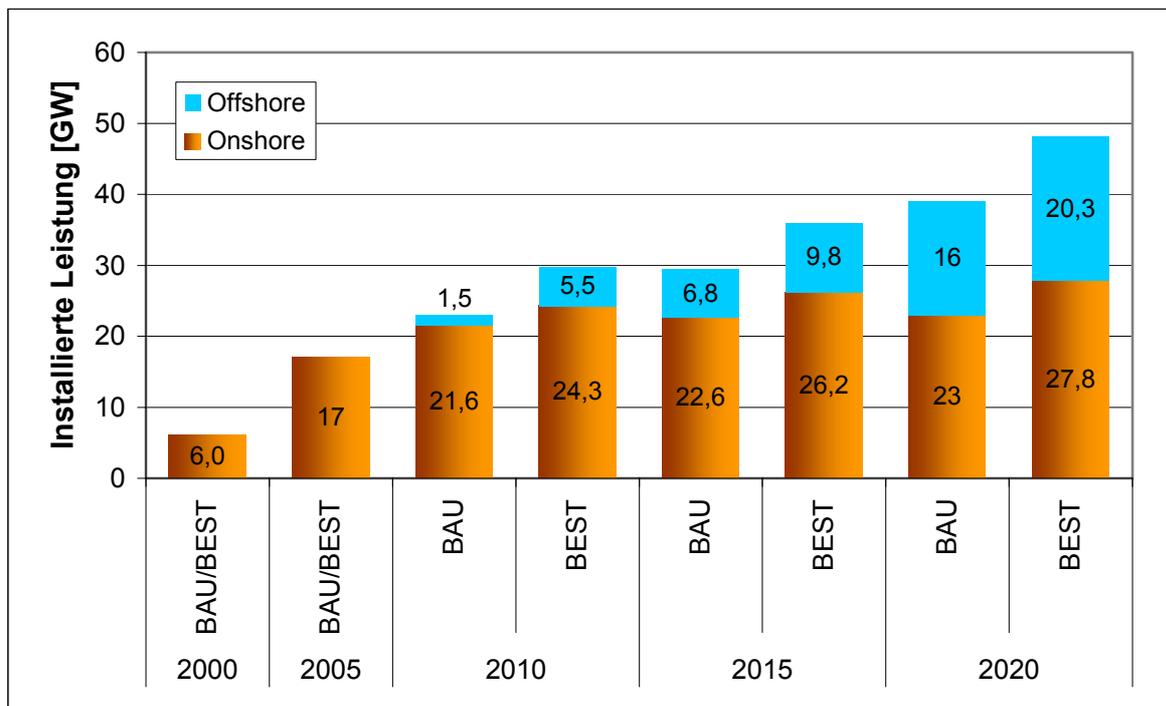


Abbildung 5.16: Unterstellte Entwicklung im On- und Offshorebereich in Deutschland

Die erzeugte Strommenge steigt mit der installierten Leistung auf bis zu 120 TWh und ist vom jährlichen Windangebot abhängig (siehe Abbildung 5.17). In einem guten Windjahr liegt die erzeugte Strommenge ca. 13 % über der Erzeugung in einem schlechten Windjahr. Durch den verstärkten Ausbau im Offshore-Bereich werden deutlich höhere Auslastungen erreicht.

Die Fluktuationen liegen im 1h-Bereich in Deutschland zwischen 10 und 20 % der installierten Leistung (siehe Abbildung 5.18). Bei Zeitintervallen von 4h erhöht sich die Schwankungsbreite auf knapp über 30 % der installierten Windleistung. Im 12h-Intervall steigt die

maximale Schwankungsbreite auf etwas über 60 % der installierten Windleistung an. Durch die räumliche Verteilung der Windstandorte in Deutschland liegt die Schwankungsbreite der Windeinspeisung deutlich niedriger als in Österreich, wo die Windstandorte wesentlich konzentrierter sind.

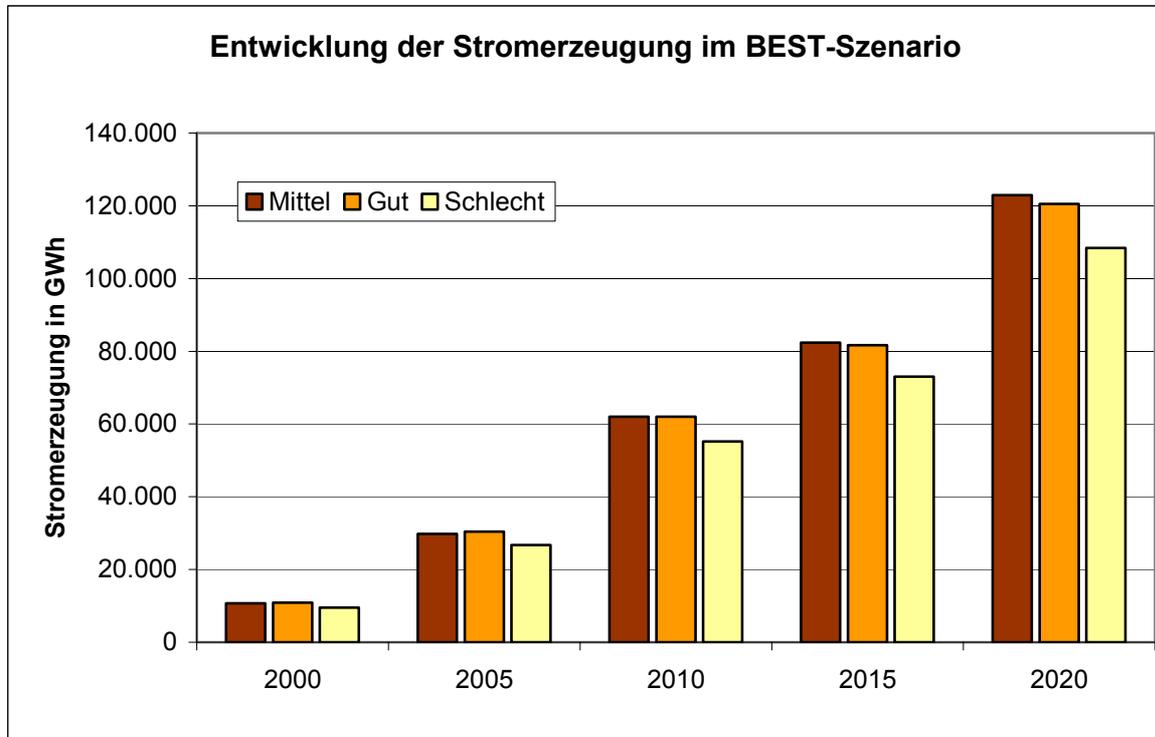


Abbildung 5.17: Entwicklung der erzeugten Strommenge für ein gutes, mittleres und schlechtes Windjahr

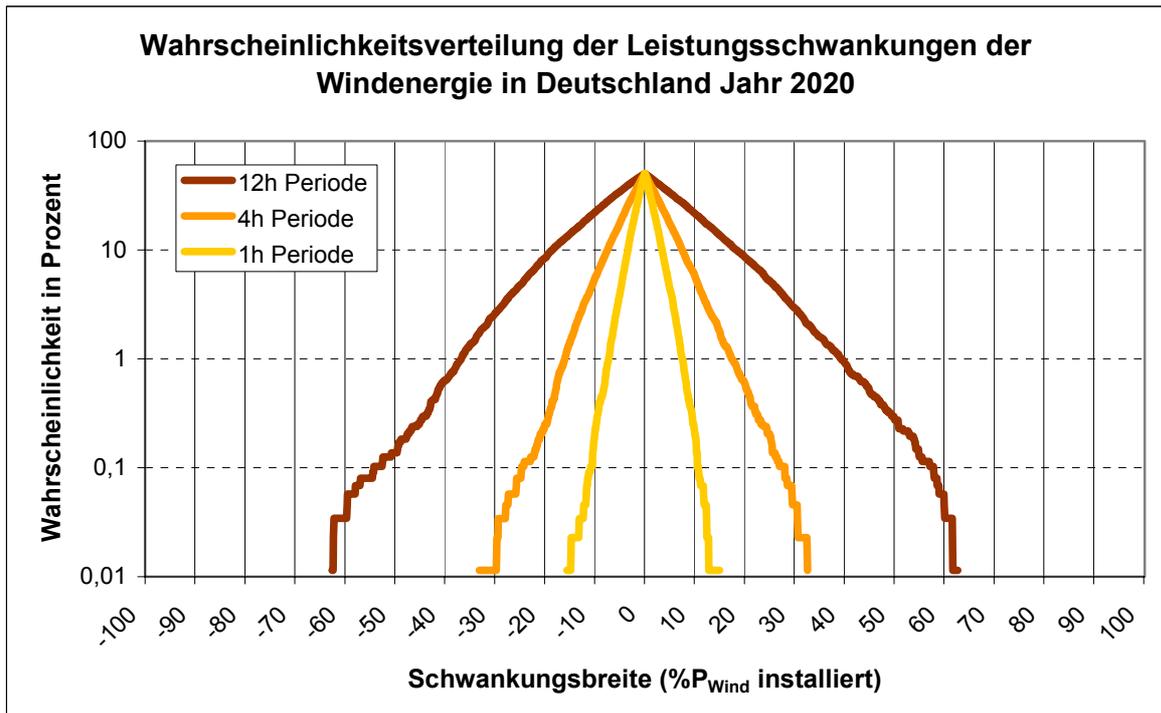


Abbildung 5.18: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Fluktuationen der Windleistung für unterschiedliche Zeitintervalle

Eine Auswertung auf Monatsbasis zeigt Abbildung 5.19 für 3 unterschiedliche Windjahre. Gut erkennbar ist der durchschnittlich höhere Windertrag in den Wintermonaten.

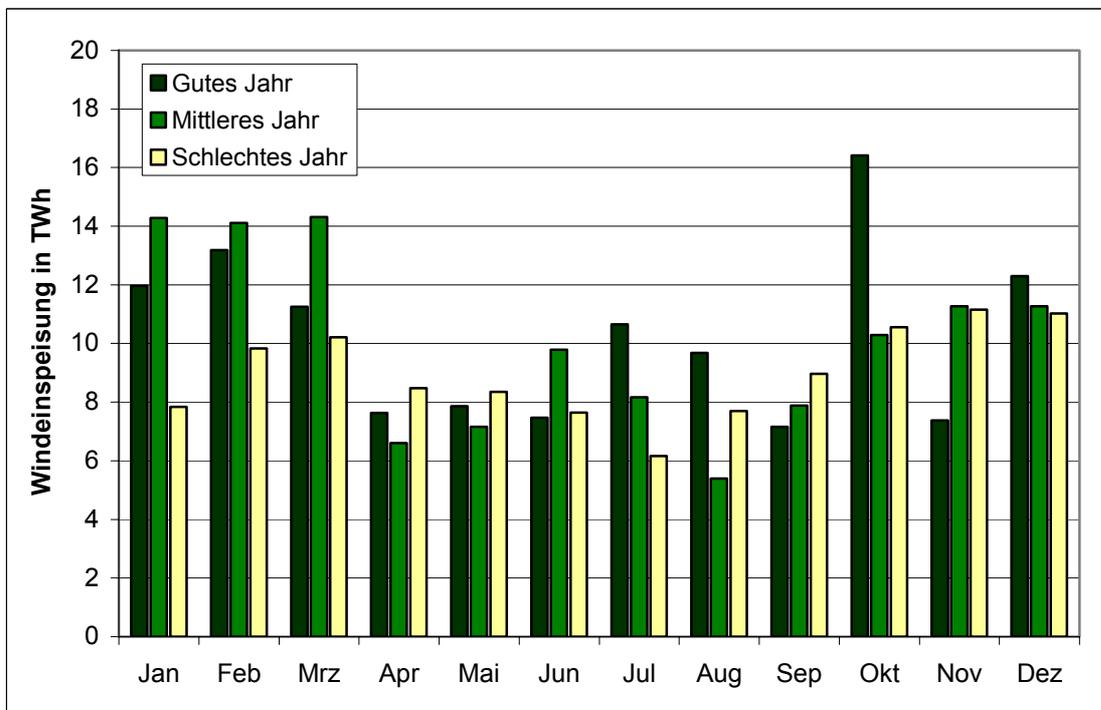


Abbildung 5.19: Auswertung der monatlichen Windenergieeinspeisungen bei 48 GW installierter Windleistung in Deutschland

Vorhersage der Windeinspeisung

Die starke Fluktuation der Windeinspeisung muss durch das Kraftwerkssystem kompensiert werden. Um dies durchzuführen, wird in Deutschland die Windeinspeisung durch verschiedene Prognosemodelle vorhergesagt und nimmt damit bereits Einfluss auf die Kraftwerkeinsatzplanung. Abweichungen von dieser Prognose müssen durch Regelleistung ausgeglichen werden. Je exakter diese ausfällt, umso weniger Regelleistung muss für die Windkraft vorgehalten werden.

In der Simulation wird zur Abbildung der Windprognose die Persistenz-Vorhersage genutzt, die je nach Prognosehorizont verschoben wird. Zur Abbildung einer realen 24h-Prognose wird z. B. eine 4h-Persistenzprognose verwendet. Die Kalibrierung der Persistenzprognose erfolgt über verschiedene statistische Parameter, die in Tabelle 7.10 aufgeführt sind. Als Vergleichsgröße wird für Österreich die aktuell genutzte Prognose des Übertragungsnetzbetreibers verwendet. Für Deutschland wird als Referenzprognose das Prognoseverfahren des Instituts für solare Energieversorgungstechnik (ISET) verwendet, das bei zwei Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland eingesetzt wird.

Tabelle 5.9: Kalibrierung der Windprognose

		Deutschland		Österreich	
		DE 24h	4h Persistenz	AT-24h	4h Persistenz
Ausgleichsenergiemenge	%	32,6	24,25		
Standardabweichung	%	8	7,1	14,6	16,8
Maximale Abweichung +	%		39,4	50	72
Maximale Abweichung -	%		33,5	68	68
Mean Absolute Percentage Error	%		10,9	10,9	10,9
Quelle		ISET	Simulation	APT	Simulation

In Abbildung 5.20 ist beispielhaft für den Zeitraum von ca. 48 Stunden die Windleistungszeitreihe sowie die Prognosezeitreihe dargestellt, aus der die Prognoseabweichung der Windzeitreihe ermittelt wird.

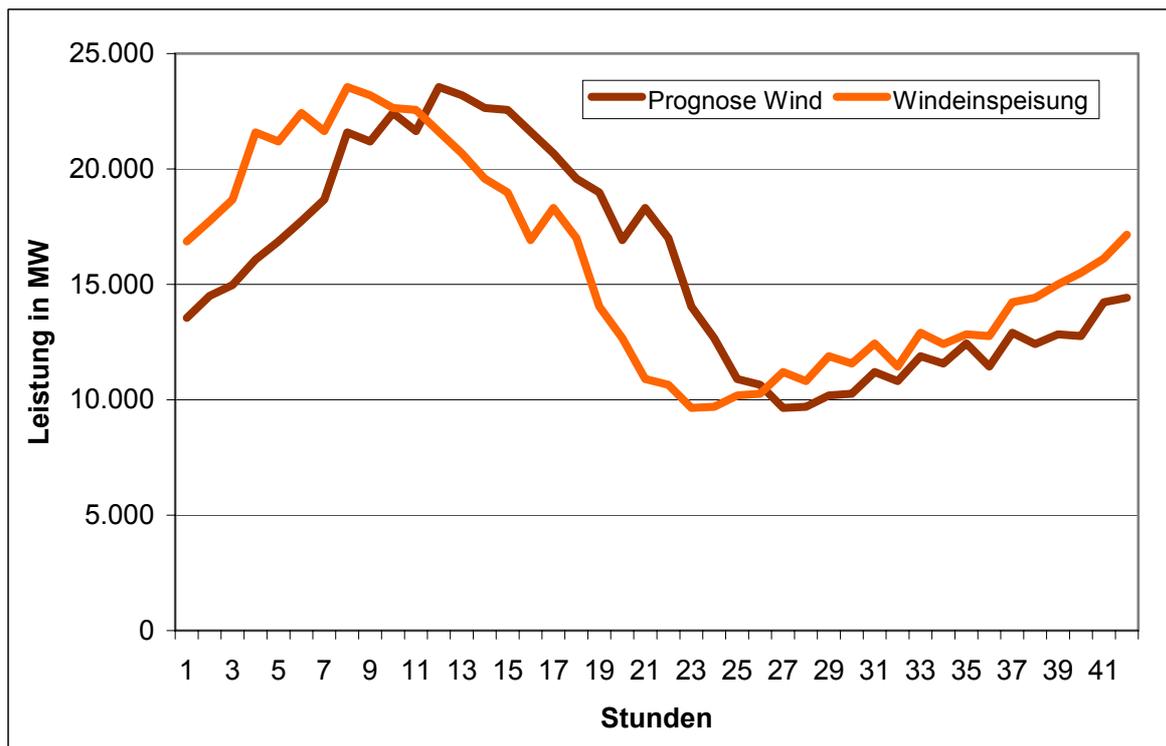


Abbildung 5.20: Simulation der Windeinspeisung und Windprognose

5.3.2 Analyse der Energienachfrage und der Lastverlagerungspotenziale (Task 3.2)

Unter den Begriff Lastmanagement (engl. Demand Side Management (DSM)), fallen sämtliche lastseitige Maßnahmen zur Verbrauchsreduktion (Stichwort: Energieeffizienz) sowie zur zeitlichen Verlagerung des Verbrauchs (engl. Demand Response). Unter zeitlicher Lastverlagerung versteht man historisch Spitzenlastreduktion durch statische Verschiebung des Verbrauchs in Zeiten geringerer Nachfrage. Hierzu wurden zahlreiche Ansätze mit zeitvariablen Tarifen (engl. Time Of Use Tariffs (TOU), Real Time Pricing (RTP)) entwickelt, mit dem Ziel, die kurzfristige Elastizität der Nachfrage zu erhöhen.

Ein neuer Ansatz ist es, die Lastseite auch zur Reservevorhaltung, d.h. zum Leistungsausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu nutzen. Die technischen und wirtschaftlichen Aspekte dieses Ansatzes werden im Zuge dieses Projekts eingehend untersucht und in den folgenden Kapiteln dokumentiert.

In diesem Kapitel wird das theoretische Lastverlagerungspotenzial für verschiedene relevante Anwendungen in den Sektoren Haushalt, tertiärer Sektor und Industrie bis zum Jahr 2020 erhoben. Dabei erfolgt noch keine Einschränkung auf eine bestimmte Form des Lastmanagements, d.h. das ermittelte Potenzial steht gleichermaßen für eine Spitzenlastreduktion oder auch für eine Reservevorhaltung zur Verfügung. Wie sich aus dem theoretischen Potenzial ein praktisches Potenzial ableiten lässt, wird in Kapitel 5.3.3 in Sub-Task 3 für die Lastverlagerung zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch beschrieben.

Vorgangsweise

Die Vorgangsweise für die Quantifizierung des theoretischen Lastverlagerungspotenzials ist in Abbildung 5.21 grafisch dargestellt und wird bei der Struktur der folgenden Beschreibung der Ergebnisse berücksichtigt. Detaillierte Angaben zu Methodik und Daten finden sich in den Kapiteln Kapitel 3.1 und 3.2.4.

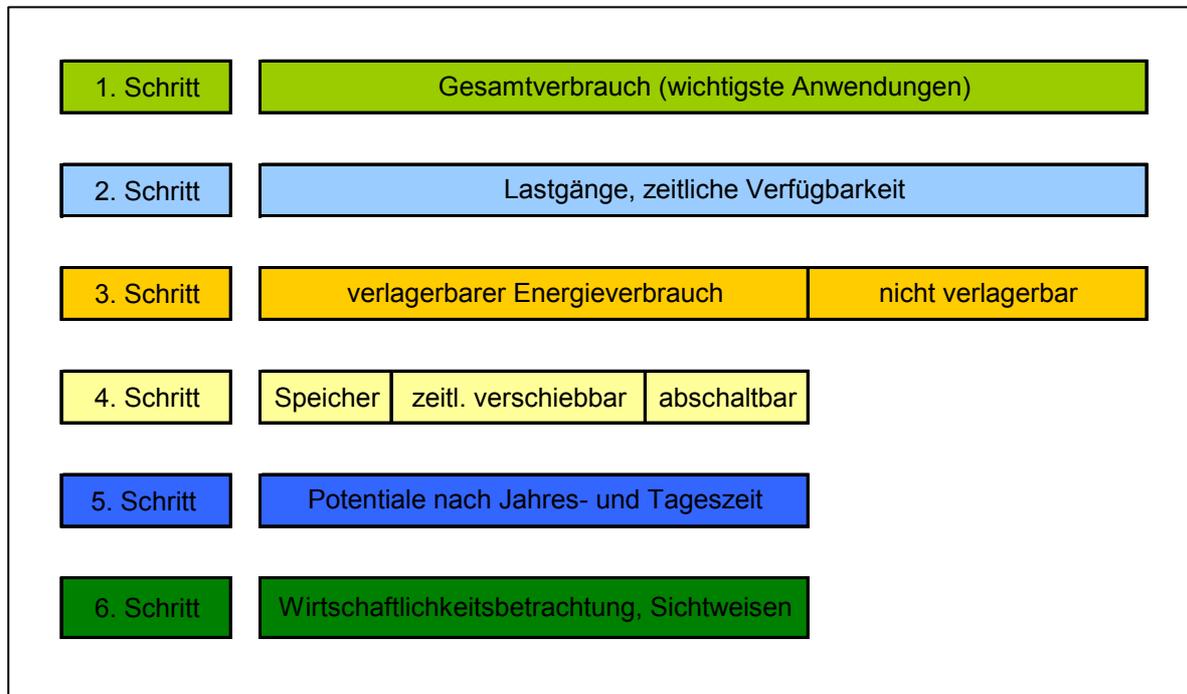


Abbildung 5.21: Vorgangsweise bei der Ermittlung von Lastverlagerungspotenzialen

Gesamtverbrauch der wichtigsten Anwendungen

Ausgangspunkt für die Analyse ist die Fortschreibung des Verbrauchs auf Anwendungsebene bis zum Jahr 2020 in den einzelnen Sektoren. Dabei werden Prognosen für die sektorale Verbrauchsentwicklung und Trends der vergangenen Jahre berücksichtigt (siehe Kapitel 3.2.4). In Abbildung 5.22 wird beispielhaft die Entwicklung des Verbrauchs der wichtigsten Anwendungen im Gewerbe bis 2020 dargestellt.

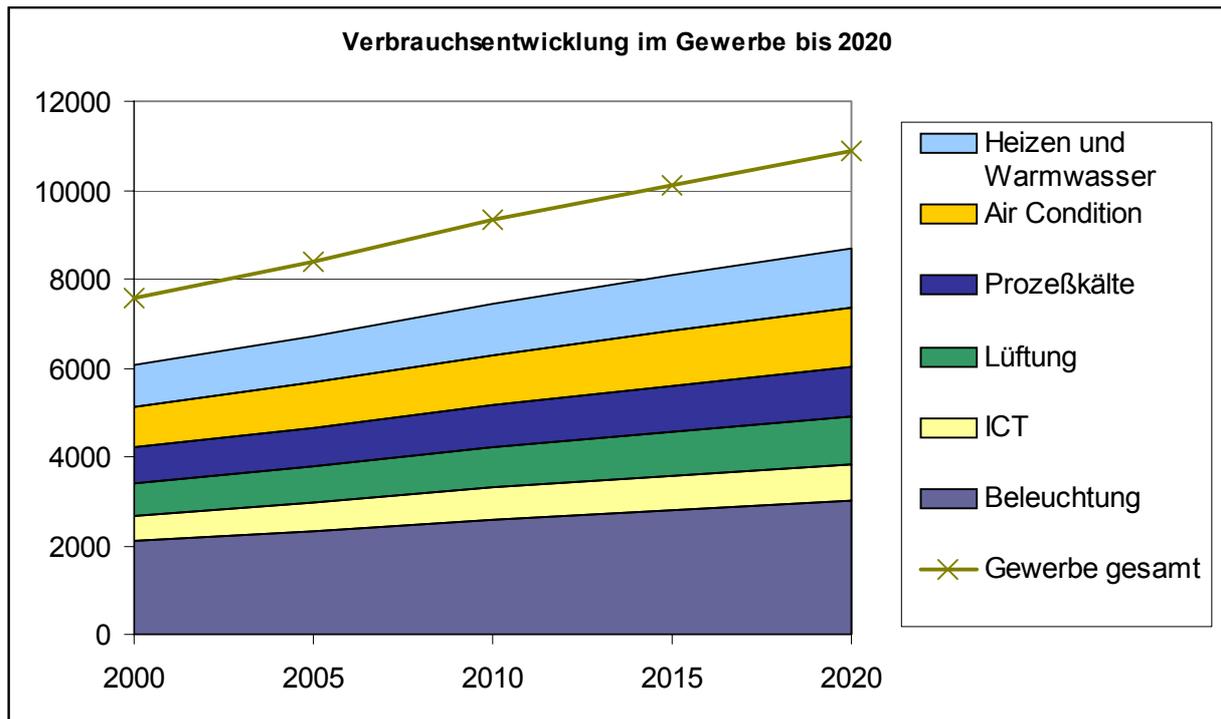


Abbildung 5.22: Verbrauchsentwicklung im Gewerbe bis 2020 nach Anwendungen.
 Quellen: Kratena/Schleicher (2001), EEG-Datenbank, ISI-Datenbank

Lastgänge relevanter Anwendungen

Um weiters das Verlagerungspotenzial nach Tages- und Jahreszeiten angeben zu können, ist der Lastgang auf Anwendungsebene zu ermitteln. Während diese Daten für den Haushaltssektor einfach zu erheben sind, ist die Datenlage im tertiären Sektor und für die Industrie wesentlich schlechter. Daher werden für diese Sektoren in der Folge nur die Anwendungen Prozesskälte und Lüftung ausgewertet, wobei vereinfacht ein gleichmäßiger Verbrauch über den Tag angenommen wird. Für unterbrechbare Lasten werden die von der APCS veröffentlichten Lastprofile für die Bewertung herangezogen. Bezüglich der Lastgänge erfolgt keine Unterscheidung zwischen Österreich und Deutschland, d.h. es wird ein ähnliches Benutzerverhalten in beiden Ländern unterstellt¹⁴. Abbildung 7 zeigt exemplarisch den Lastgang von Haushaltsanwendungen für einen Werktag im Winter 2000.

¹⁴ Für die detaillierte Beschreibung der Datenlage sowie der verwendeten Methodik siehe Kapitel 3.1 und 3.2.4.

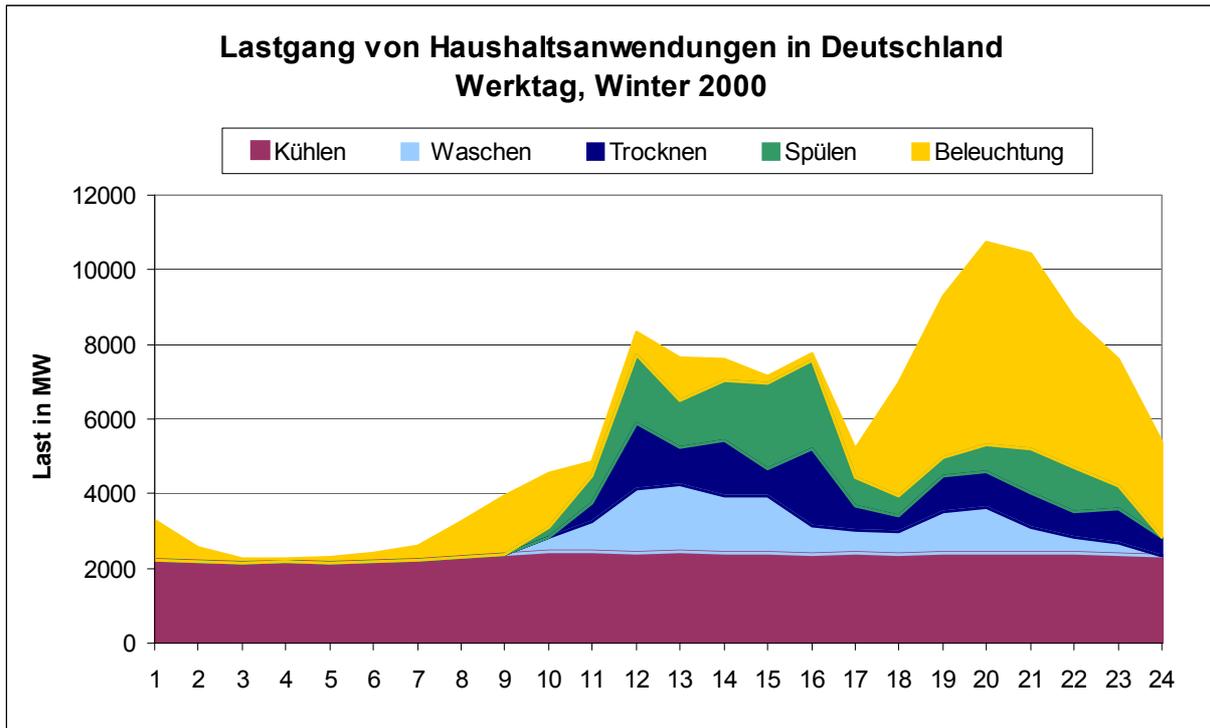


Abbildung 5.23: Lastkurve für Haushaltsanwendungen in Deutschland.
Quelle: ISI-Datenbank

Lastverlagerungstool auf MS-Excel-Basis

Im Zuge dieses Projekts wurde zur Auswertung von Lastverlagerungspotenzialen in Österreich und Deutschland ein Tool auf MS-Excel-Basis entwickelt, das die Erstellung von Szenarien bis zum Jahr 2020 ermöglicht. Dabei kann für verschiedene Sektoren und Anwendungen der für die Lastverlagerung zur Verfügung stehende Anteil und das betrachtete Kalenderjahr vorgegeben werden (siehe Abbildung 5.24).

Als Output wird der Lastgang, unterteilt in Verlagerungskategorien für einen Sommer- und Wintertag, generiert und grafisch wie in den Abbildungen Abbildung 5.25 bis Abbildung 5.28 dargestellt. Dieses Tool wird zur Szenarienentwicklung in Sub-Task 3 im folgenden Kapitel verwendet, um Potenziale in verschiedenen Sektoren dem derzeitigen Bedarf an Sekundärregel- und Minutenreserve gegenüberzustellen.

Lastverlagerungspotential

Haushalt

Haushaltsgeräte %

Prozeßkälte %

Beleuchtung %

Heizen %

Warmwasser %

Jahr

Datensheets

Tertiärer Sektor

Öffentlich

Prozesskälte %

Lüftung %

Gewerbe

Prozesskälte %

Lüftung %

Industrie

Prozesskälte %

Lüftung %

Sheet Namen	Erweiterung
Daten.<xx>.AT.xls	.AT.xls
Daten.<xx>.DE.xls	.DE.xls

Abbildung 5.24: Eingabemaske des Lastverlagerungstool auf MS-Excel-Basis

Charakteristik verlagerbarer Anwendungen

Im Zuge der Erhebungen hat sich herausgestellt, dass eine Kategorisierung der Anwendungen entsprechend deren Charakteristik sinnvoll ist, da Eigenschaften von Verbrauchern die Strategie für das Lastmanagement bestimmen (vgl. Kintner-Meyer et al. (2003)). Die drei als wesentlich bestimmten Kategorien werden in Folge kurz beschrieben.

Anwendungen mit Speichercharakteristik

In diese Kategorie fallen Verbraucher, die Speicher im Energie- bzw. Materialumwandlungsprozess aufweisen. Typische Anwendungen, bei denen Energie in thermischer Form gespeichert wird, sind Gebäudekühlung und -heizung, Warmwasserbereitung sowie Kühl- und Gefrieranwendungen. Weitere Beispiele für Energiespeicher sind Kompressoren und Wasserpumpen für die Trinkwasserversorgung, wobei hier die Energie in Form von Druck bzw. potenzieller Energie gespeichert wird (Kirby (2003)). Prozesse, bei denen Speicher für (Zwischen-)Produkte vorgesehen sind, stellen ebenfalls Verbraucher mit Speichercharakteristik dar.

Anwendungen mit Speichercharakteristik zeichnen sich dadurch aus, dass sie bei unterbrochener Energiezufuhr die Energiedienstleistung (z.B. Behaglichkeit im Wohnraum) über einen bestimmten Zeitraum aufrechterhalten können. Dieser Zeitraum wird in Folge als Verlagerungszeit bezeichnet und ist beispielsweise bei thermischen Speichern durch die thermischen Zeitkonstanten im System bestimmt. Weiters sind Verbraucher mit Speichercharakteristik meist automatisiert, d.h. der Benutzer greift nicht bzw. nur indirekt auf Zustand des Gerätes (Ein/Aus) ein. Diese Eigenschaft ermöglicht eine zeitliche Verlagerung des Verbrauchs, ohne merkbaren Einfluss auf das Dienstleistungsniveau.

Zeitlich verschiebbare Anwendungen

Bei zeitlich verschiebbaren Anwendungen kann deren Einsatz zeitlich innerhalb eines bestimmten Zeitraums verschoben werden. Typische Anwendungen, die unter diese Kategorie fallen, sind die Haushaltsanwendungen Waschen, Trocknen und Spülen. Bei neuen Generationen dieser Verbraucher kann meist schon eine Vorwahlzeit programmiert werden, was dem Anwender mehr Flexibilität für den zeitlichen Einsatz verschafft und auch für eine Lastverlagerung genutzt werden kann. In Gewerbe und Industrie fallen Prozesse, die von Hand gestartet werden und nicht oder nur bedingt zeitkritisch sind, unter diese Kategorie.

Abschaltbare Anwendungen

Abschaltbare Anwendungen werden in Österreich und Deutschland bereits zur Absicherung des Versorgungssystems bei der Gefahr des Systemzusammenbruchs zum Ausgleich von lokalen Leistungsdefiziten eingesetzt. Für derartige Anwendungen hat sich der Begriff „unterbrechbare Lasten“ etabliert. Der Lastabwurf wird in Abhängigkeit der Systemfrequenz und dessen Gradienten nach einem Stufenplan vollzogen, mit dem Ziel, die Netzfrequenz auf einem zulässigen Niveau zu stabilisieren.

Als abschaltbare Anwendungen gelten grundsätzlich Verbraucher die kurzzeitig abgeschaltet werden können. Ein Beispiel dafür ist die Verbrauchsreduktion bei der Beleuchtung durch Dimmen oder das Abschalten einzelner Paneele oder auch das Abschalten von Rolltreppen.

Charakteristisch ist für abschaltbare Anwendungen, dass der „eingesparte“ Verbrauch nicht zu einem späteren Zeitpunkt nachgefragt wird, wie das bei Verbrauchern mit Speichercharakteristik und zeitlich verschiebbaren Anwendungen der Fall ist.

Theoretisches Lastverlagerungspotenzial analysierter Anwendungen – Status quo

In Folge wird das theoretische Lastverlagerungspotenzial für die in Tabelle 7.10 angeführten Anwendungen für je einen Werktag im Sommer und Winter 2005 für Österreich und Deutschland ausgewertet. Das theoretische Verlagerungspotenzial wird dabei durch die aggregierte zeitliche Leistungsaufnahme im Stundenraster nach Kategorien dargestellt (siehe Abbildungen Abbildung 5.25 bis Abbildung 5.28).

Tabelle 5.10: Überblick über analysierte Anwendungen nach Sektoren und Kategorisierung entsprechend deren Charakteristik

Sektor	Anwendung	Kategorie		
		Speicher	zeitlich verschiebbar	abschaltbar
Haushalt	Kühlen/Gefrieren	X		
	Waschen		X	
	Trocknen		X	
	Spülen		X	
	Beleuchtung			X
Gewerbe	Prozesskälte	X		
	Lüftung		X	
Öffentlicher Sektor	Prozesskälte	X		
	Lüftung		X	
Industrie	Prozesskälte	X		
	Lüftung		X	

Das mittlere Lastverlagerungspotenzial liegt für die analysierten Anwendungen in Österreich im Sommer bei rund 1500 MW. Der höchste Anteil fällt dabei auf die Kategorie Speicher mit einer Grundlast von rund 750 MW und Spitzenwerte aufgrund der Warmwasserbereitung in den Nachstunden von 1500 MW. Die verschiebbaren Anwendungen weisen in Spitzenlastzeiten eine Leistungsaufnahme von rund 750 MW auf, der Grundanteil liegt für die Lüftungsanwendungen im tertiären Sektor und in der Industrie bei rund 400 MW. Das Verlagerungspotenzial von Beleuchtungsanwendungen im Haushalt ist lediglich in den Nachstunden von Relevanz, mit einer Nachfrage von knapp 500 MW.

Im Winter liegt das durchschnittliche Lastverlagerungspotenzial mit 2000 MW deutlich höher als im Sommer. Dominant ist die Nachfrage der stationären Heizanwendungen in den Nachstunden mit einer durchschnittlichen Leistung von 1500 MW in diesem Zeitbereich. Auch die Nachfrage durch Beleuchtungsanwendungen nimmt im den Abendstunden deutlich zu.

Die Verlagerung des Verbrauchs in die Nachstunden ist derzeit für Stromheizung und -warmwasserbereitung nur durch das Preissignal vom konventionellen Markt getrieben. Bei zunehmender Nutzung dieses Potenzials zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie kann der aggregierte Verbrauch vom Lastprofil in Zukunft deutlich abweichen. Die Potenziale der einzelnen Anwendungen können sich bei Einbindung in die Reservehaltung grundsätzlich zeitlich verschieben und von den Darstellungen die sich auf den Status quo beziehen abweichen.

Nichts desto trotz verdeutlichen die Auswertungen die Größenordnung des lastseitigen Verlagerungspotenzials. In Österreich liegt die durchschnittliche Nachfrage der analysierten verlagerbaren Anwendungen im Sommer bei 23 % der entsprechenden Spitzennachfrage. Das praktisch zur Verfügung stehende Potenzial wird im folgenden Kapitel unter Sub-Task 3 detailliert für die Nutzung als Sekunden- bzw. Minutenreserve untersucht.

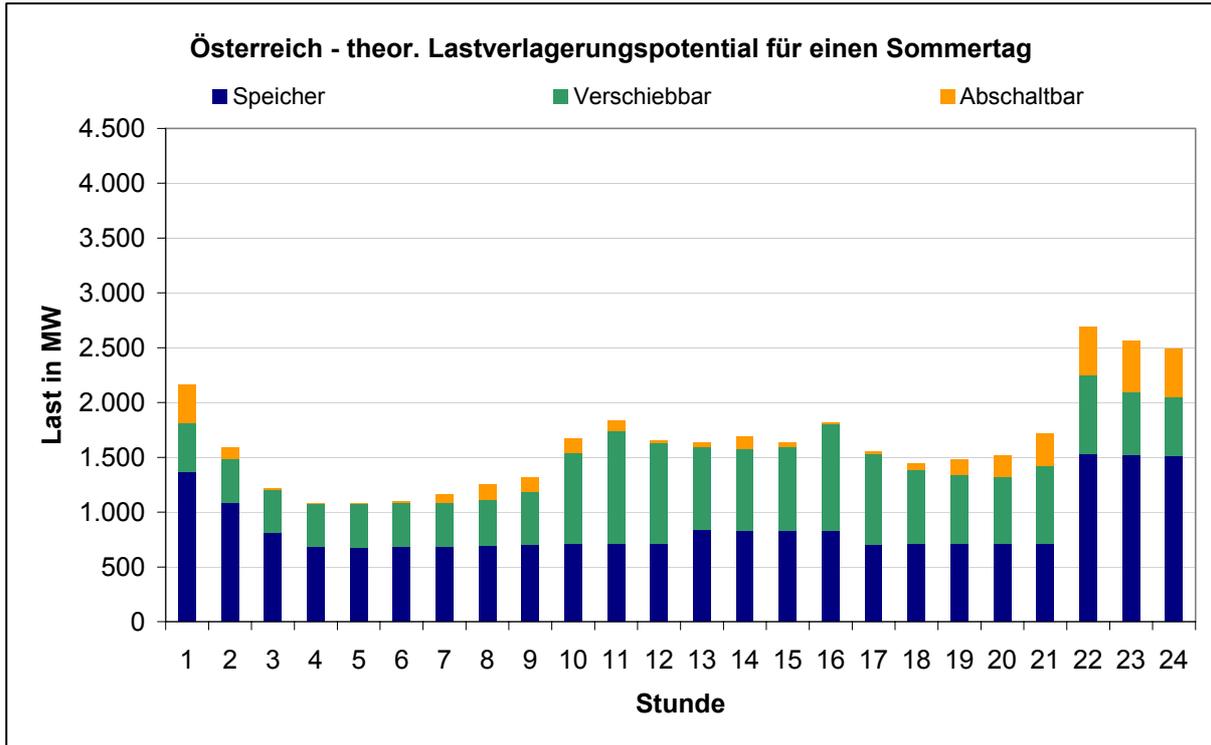


Abbildung 5.25: Österreich 2005 – theoretisches Lastverlagerungspotenzial von ausgewählten Anwendungen nach Verlagerungskategorien für einen Sommertag. Quelle: eigene Erhebungen

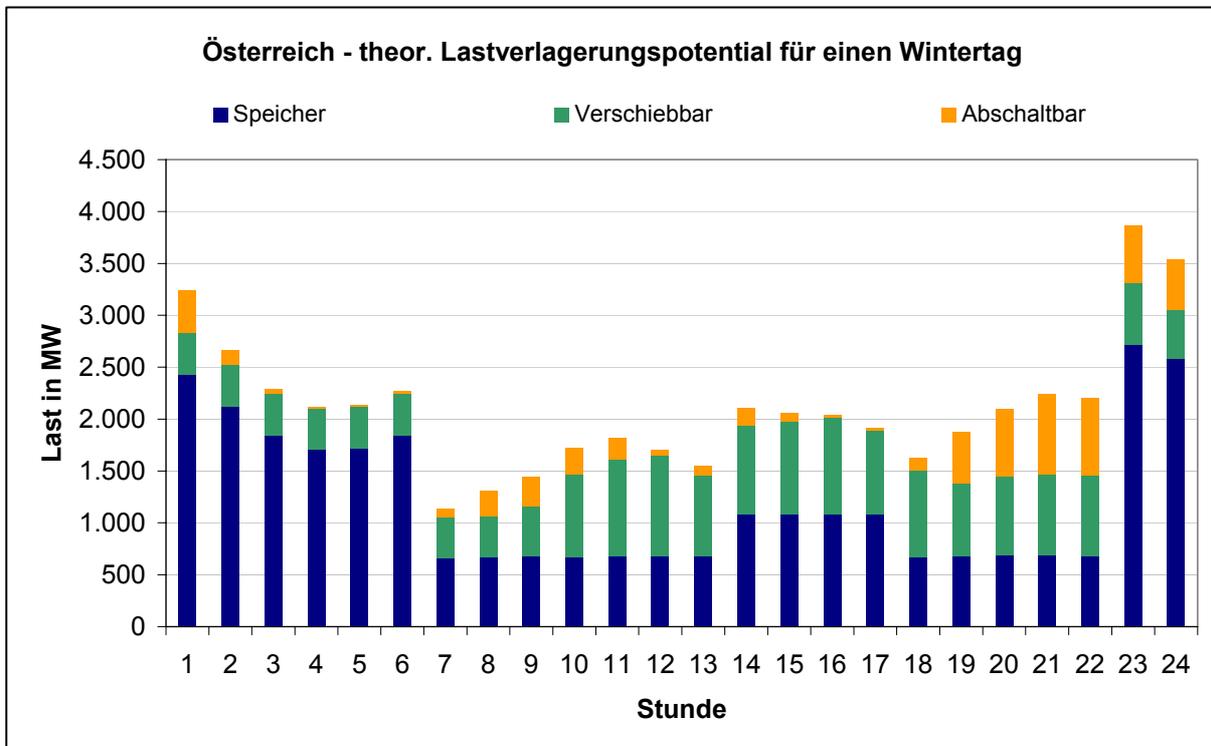


Abbildung 5.26: Österreich 2005 – theoretisches Lastverlagerungspotenzial von ausgewählten Anwendungen nach Verlagerungskategorien für einen Wintertag. Quelle: eigene Erhebungen

In Deutschland liegt das mittlere Lastverlagerungspotenzial für die analysierten Anwendungen im Sommer bei rund 15.000 MW. Der höchste Anteil fällt auf die Kategorie Speicher mit einer Grundlast von rund 5800 MW und Spitzenwerte aufgrund der Warmwasserbereitung in den Nachtstunden von 14.500 MW. Die verschiebbaren Anwendungen weisen in Spitzenlastzeiten eine Leistungsaufnahme von rund 6500 MW auf, der Grundanteil liegt für die Lüftungsanwendungen im tertiären Sektor und in der Industrie bei rund 3900 MW. Das Verlagerungspotential von Beleuchtungsanwendungen im Haushalt ist lediglich in den Nachtstunden relevant mit einer Nachfrage von knapp 3800 MW.

Im Winter liegt das durchschnittliche Lastverlagerungspotenzial mit 20.000 MW deutlich höher als im Sommer. Dominant ist die Nachfrage der stationären Heizanwendungen in den Nachtstunden mit einer durchschnittlichen Leistung von 17.500 MW in diesem Zeitbereich. Auch die Nachfrage durch Beleuchtungsanwendungen nimmt im den Abendstunden deutlich zu.

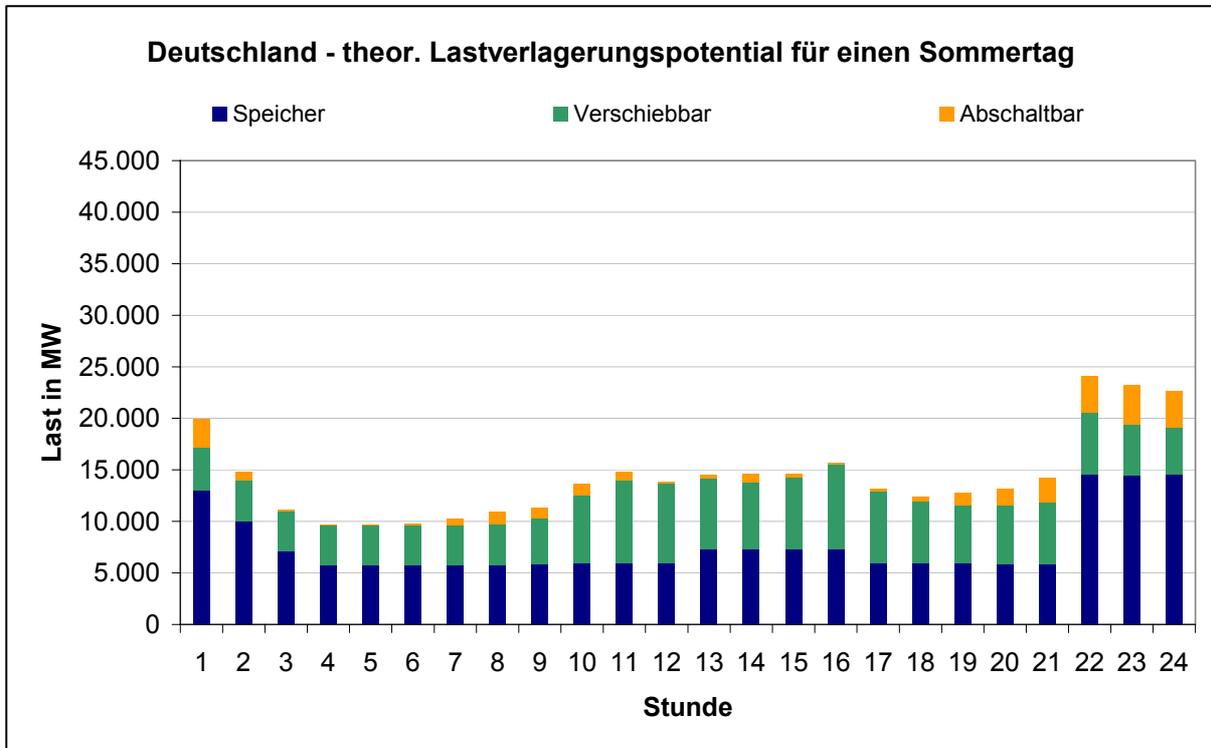


Abbildung 5.27: Deutschland 2005 – theoretisches Lastverlagerungspotenzial von ausgewählten Anwendungen nach Verlagerungskategorien für einen Sommertag. Quelle: eigene Erhebungen.

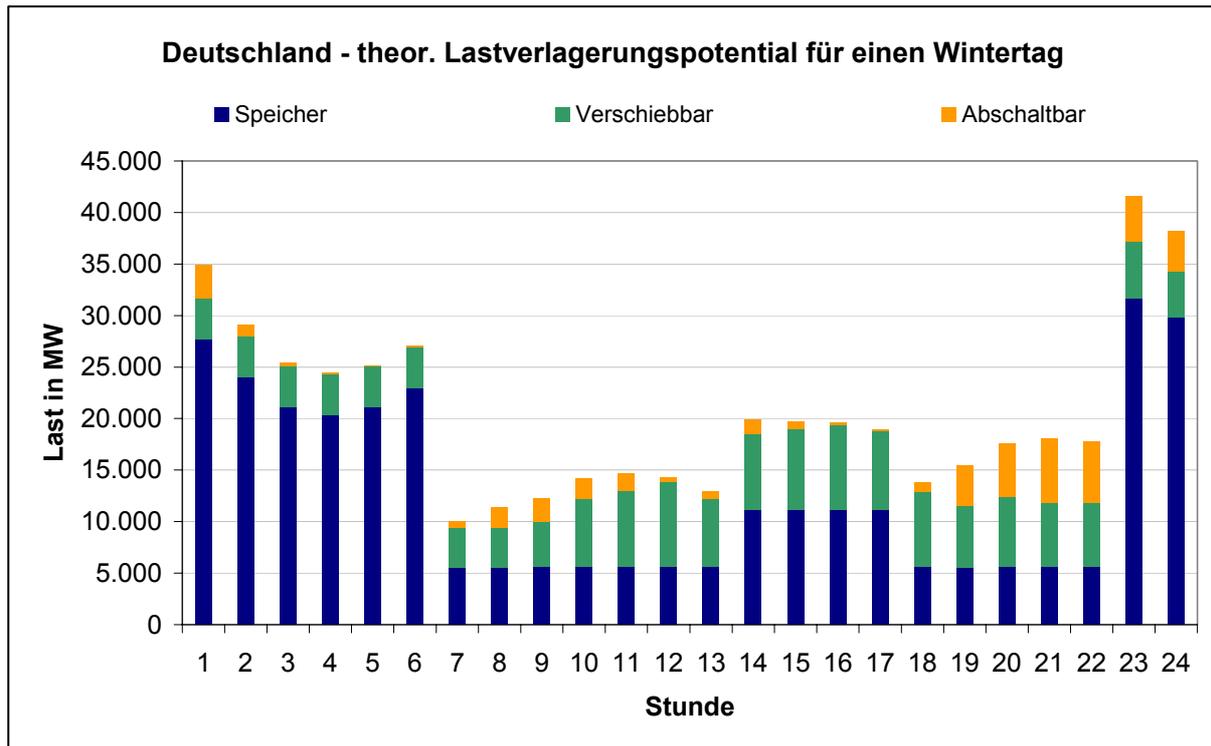


Abbildung 5.28: Deutschland 2005 – theoretisches Lastverlagerungspotenzial von ausgewählten Anwendungen nach Verlagerungskategorien für einen Wintertag. Quelle: eigene Erhebungen

Es zeigt sich, dass das theoretische Lastverlagerungspotenzial im Winter besonders in den Nachtstunden deutlich über jenem im Sommer liegt. Der Grund dafür liegt in dem Nachfrageunterschied für die Stromheizungen im Haushaltsbereich. Für stationäre Heizanwendungen werden, wie schon erwähnt, die von der APCS veröffentlichten Profile verwendet, wobei eine gleichmäßige Aufteilung auf die Profile ULC und ULD (mit und ohne Tagnachladung) erfolgt. Bei der Beleuchtung ist ebenfalls ein höherer Verbrauch im Winter zu erkennen, während Kühl- und Gefrieranwendungen einen leicht gegenläufigen Trend aufweisen.

Für den charakteristischen Sommertag ergibt sich für das Jahr 2005 eine ähnlich Aufteilung des Potenzials auf die Verlagerungskategorien in Österreich und Deutschland. Für den Wintertag hingegen ist der Anteil der Stromheizungen in Deutschland etwas ausgeprägter als in Österreich.

Nicht erhobene Potenziale in Industrie und Gewerbe

An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass das gesamte theoretische Lastverlagerungspotenzial größer ist als eben dargestellt, da nur ausgewählte Anwendungen berücksichtigt wurden. Dies gilt insbesondere für die Sektoren Gewerbe und Industrie, wo einerseits schon Potentiale zur Spitzenlastreduktion erschlossen wurden und werden, und wo speziell für den Beitrag der Lastseite zur Reservevorhaltung noch weitere Potentiale vermutet werden.

In Europa werden Verbraucher in den Reservemarkt vor allem in den skandinavischen Ländern bereits eingebunden, wobei vor allem die energieintensive Industrie beteiligt ist. Konkret wird in Elkraft/Norden (2005) die Beteiligung der Papier- und Stahlindustrie am Reserve-

markt RKOM angeführt; in Strese (2003) wird von einem hohen Potenzial in den verfahrens- und fertigungstechnischen Industrien Deutschlands zur zukünftigen Regelenergieerbringung durch Lastabsenkung ausgegangen.

Grundsätzlich ist zu bemerken, dass das Wissen um lastseitige Potenziale beim Konsumenten und z. T. auch beim Energieversorger liegt. Diese beiden Spieler können auch in Zukunft von der Einbindung der Lastseite zur Reservevorhaltung profitieren. Der wesentliche Aspekt ist dabei die Wirtschaftlichkeit solcher Maßnahmen und Programme für beide Seiten. Dieser Aspekt wird am Ende dieses Kapitels diskutiert.

Entwicklung des Lastverlagerungspotenzials bis 2020

Die Entwicklung des theoretischen Lastverlagerungspotenzials bis 2020 wird durch die Verbrauchsentwicklung von verlagerbaren Anwendungen bestimmt. Gängige Verbrauchsprognosen erfassen diese Entwicklung nicht ausreichend disaggregiert; sie beschreiben diese lediglich auf sektoraler Ebene bzw. für Branchen in der Industrie (vgl. Mantzos et al. (2004), Kratena/Schleicher (2001)). Daher ist es schwierig, das zukünftige Lastverlagerungspotenzial für einzelne Anwendungen besonders für den tertiären Sektor und die Industrie abzuschätzen. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor ist die Auswirkung der in Überarbeitung befindlichen EU-Effizienzrichtlinie auf die Entwicklung des Stromverbrauchs.

Für den Haushaltssektor liegen historische Daten auf sehr disaggregiertem Niveau vor, was eine Fortschreibung der Trends in die Zukunft ermöglicht. Ein derartiges Szenario ist für Österreich in Abbildung 5.29 für die eben analysierten Anwendungen dargestellt.

Folgende Trends sind dabei zu beobachten:

- Der Stromverbrauch durch Stromdirektheizungen ist aufgrund des zunehmenden Umstiegs auf andere, wirtschaftlichere Systeme rückläufig.
- Haushaltsanwendungen mit noch nicht gesättigtem Ausstattungsgrad wie Trocknen und Spülen weisen eine steigende Nachfrage auf.
- Der Verbrauch durch Kühlanwendungen bleibt annähernd konstant, da steigende Gerätezahlen durch Effizienzverbesserungen ausgeglichen werden.

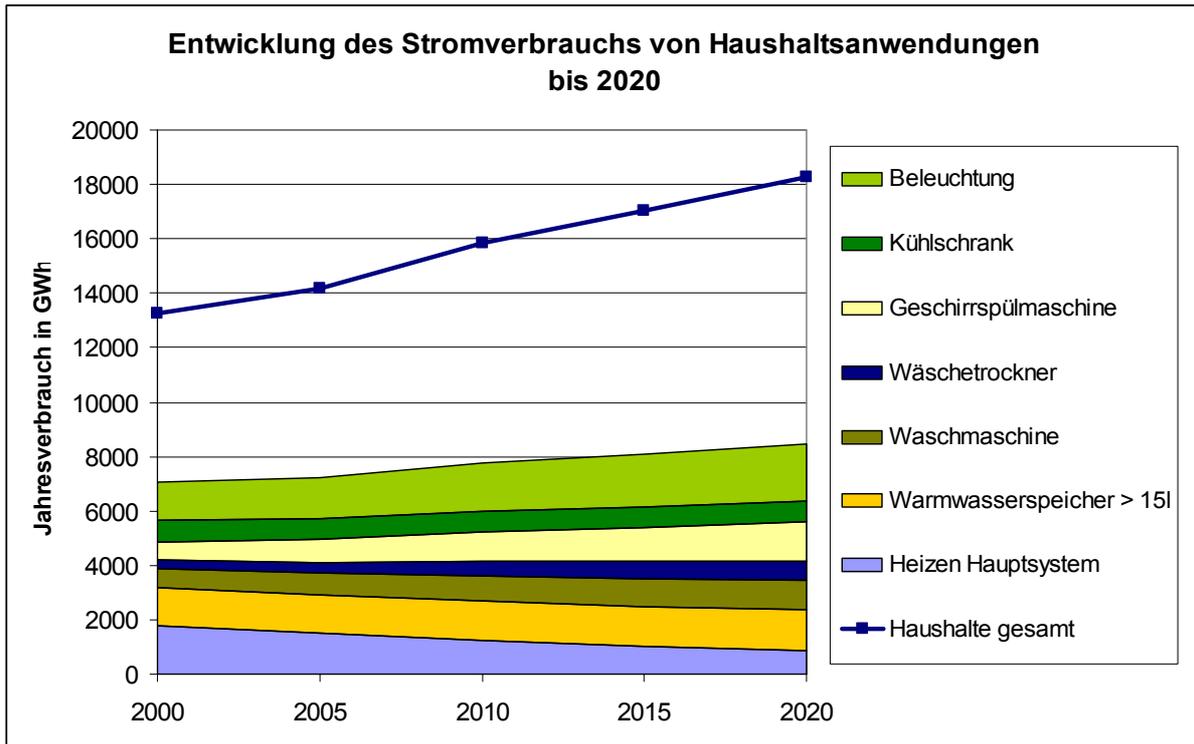


Abbildung 5.29: Entwicklung des Stromverbrauchs für ausgewählte Haushaltsanwendungen in Österreich bis 2020. Quellen: Kratena/Schleicher (2001), EEG-Datenbank, eigene Erhebungen.

An dieser Stelle soll betont werden, dass grundsätzlich eine Effizienzsteigerung und eine damit verbundene Dämmung des Verbrauchszuwachses positiv zu bewerten ist. Der Rückgang von gut zur Lastverlagerung geeigneten Anwendungen wie das Stromheizen schränkt zwar die Möglichkeiten des Lastmanagements ein, ist aber vor allem aus ökologischer Sicht zu begrüßen, da die Effizienz der gesamten Energieumwandlungskette bei dieser Anwendung geringer ist als die alternativer Heizsysteme. Eine forcierte Markteinführung solcher Anwendungen, z.B. zum Ausgleich von volatiler erneuerbarer Erzeugung, ist daher nicht sinnvoll.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Lastverlagerung

Die Sicht des Stromkunden

Der Stromkunde trifft in der Theorie die Entscheidung, ob er seinen Verbrauch Signalen vom Markt (Spotmarkt oder auch Ausgleichsenergiemarkt) anpasst nach der Abwägung von Kosten und Nutzen der jeweiligen Energiedienstleistung. Konkret bedeutet das, dass eine Lastabsenkung (bzw. -erhöhung) für ihn sinnvoll ist, sobald der Preis den individuellen Nutzen des Konsumenten übersteigt (bzw. entsprechend umgekehrt¹⁵).

Diese Theorie wurde und wird bereits in der Industrie und auch teilweise im Gewerbe in die Praxis umgesetzt, wo nämlich auf entsprechende Tarifmodelle der Stromanbieter mit der

¹⁵ Letzterer Fall könnte in Zukunft an Bedeutung gewinnen in Zeiten, in denen die Einspeisung von WEA deutlich über dem prognostizierten Wert liegt.

Verlagerung des Verbrauchs in Zeiten geringer Gesamtnachfrage reagiert wird bzw. zumindest ein Energiemanagement zur Spitzenlastreduktion durchgeführt wird.

Bekommt also der Stromkunde die Möglichkeit, auf Marktpreise zu reagieren bzw. Systemdienstleistungen wie die Reservehaltung anzubieten, muss er sein Verbrauchsportfolio einer Analyse unterziehen, um den optimalen Nutzen ziehen zu können. Eine sinnvolle Vorgangsweise dafür ist in Kintner-Meyer et al. (2003) beschrieben, wo mögliche Profite durch die Teilnahme an verschiedenen Lastmanagementprogrammen in den USA analysiert werden.

Nach der Identifikation der grundsätzlich zur zeitlichen Verlagerung geeigneten Hauptverbraucher erfolgt eine Kategorisierung entsprechend deren Charakteristik, wie schon in diesem Kapitel beschrieben. Weiters sind Vorankündigungszeiten und maximale Verlagerungszeiten zu erheben. Für Verbrauch mit ähnlicher Charakteristik wird infolge eine Angebotskurve erstellt, wobei die Preisniveaus für die Bereitschaft zur Verlagerung sinnvoll diskretisiert werden, also Verbrauch mit ähnlichem Preisniveau zu Blöcken zusammengefasst werden (siehe Abbildung 5.30).

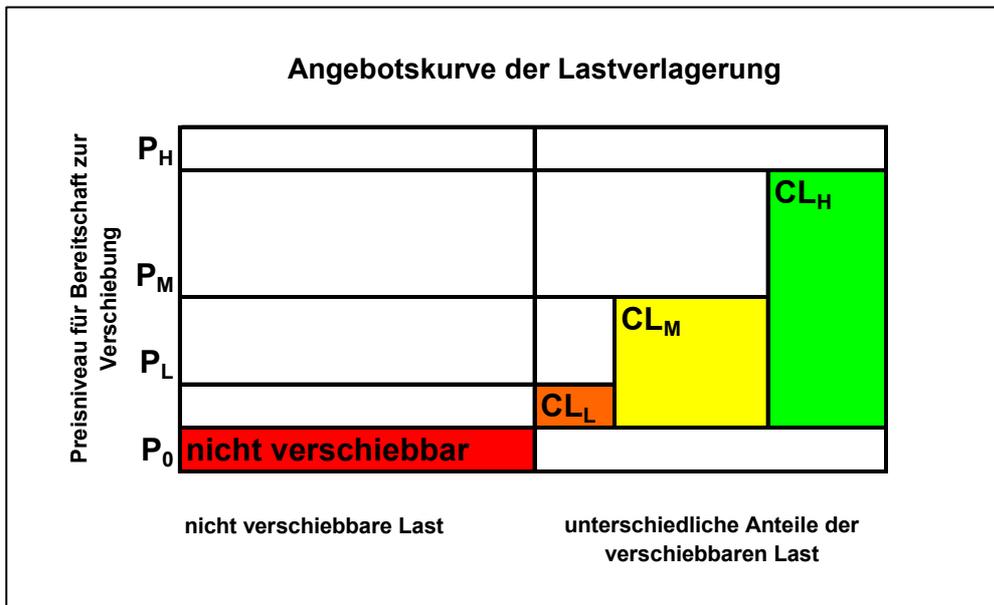


Abbildung 5.30: Das Prinzip der Lastverlagerungsangebotskurve.
Quelle: Kintner-Meyer et al. (2003)

Ob bzw. in welchem Ausmaß eine Teilnahme an einem Lastmanagementprogramm profitabel ist, kann in Folge durch eine Wirtschaftlichkeitsanalyse unter Berücksichtigung der konkreten Rahmenbedingungen relativ einfach bestimmt werden.

Für die konkrete Form des Lastmanagements zur Einbindung der Verbrauchseite in die Systemdienstleistung der Reservevorhaltung ist bei der eben beschriebenen Vorgangsweise speziell auf die konkreten Anforderungen an die Vorankündigungszeit und die minimale Reserveabrufdauer bei der Auswahl der Verbraucher zu achten.

Sicht des Energieversorgers

Der Energieversorger kann von einem Lastmanagementprogramm profitieren, wenn sich dadurch geringere Kosten der Erzeugung bzw. Kosten für Abweichungen vom Fahrplan (Ausgleichsenergiekosten) ergeben.

Die Einbindung der belieferten Verbraucher in die Systemdienstleistung der Reservehaltung kann vor allem für kleine Versorger von Nutzen sein, die nur geringe Möglichkeiten auch auf der Erzeugungsseite haben und so durch Aggregation die notwendige Mindestleistung aufbringen können. Ein praktisches Beispiel dafür ist das von der Saarenergie AG betriebene virtuelle Regelkraftwerk, welches Erzeugern und auch Verbrauchern ab 1 MW Leistung ermöglicht, am Reservemarkt teilzunehmen. Ein ähnliches Modell bietet der Norwegische Übertragungsnetzbetreiber Statnett an, der es Kleinerzeugern und -verbrauchern ermöglicht, am Regelenergiemarkt RKOM anzubieten (vgl. Strese (2002) und Statnett (2001)).

Zunehmend interessant wird diese Option auch für Energieversorger bzw. Bilanzgruppen, die einen hohen Anteil an volatiler Erzeugung – vornehmlich WEA – in ihrem Portfolio aufweisen. Das sind derzeit in Österreich in erster Linie Ökostromanbieter, da der Großteil des erneuerbaren Stroms ohne Risiko für den Betreiber über die Ökobilanzgruppe vertrieben wird. Fallen in Zukunft nach Ablauf der Förderperiode zunehmend WEA aus dieser Bilanzgruppe, sehen sich deren Betreiber zunehmend der Unsicherheit bei der Fahrplanerstellung gegenüber, was Mehrkosten für Ausgleichsenergie bedeutet.

Ein weiteres Spezifikum des Ausgleichsenergiemarktes ist der derzeit noch geringe Wettbewerb, der bei Einbindung der Lastseite durch mehrere Anbieter belebt werden könnte. Dies ist offensichtlich nur für Versorger interessant, die noch nicht in den Ausgleichsenergiemarkt bieten bzw. bieten können.

Barrieren für die Einführung eines Lastmanagementsystems stellen für Energieversorger einerseits Transaktionskosten dar, die besonders beim Ansprechen von Kleinkunden eine dominante Rolle spielen. Weiters ist die Akzeptanz der Kunden, die grundsätzlich nicht an der Problematik des Leistungsausgleichs im System interessiert sind, ein Unsicherheitsfaktor. Im Großkundenbereich wird, wie schon erwähnt, oft mit Energiemanagementsystemen der Verbrauch zeitlich optimiert. Trotzdem werden noch zusätzliche Potenziale zur Reserveverhaltung vermutet, die kostengünstig erschlossen werden könnten.

Grundsätzliche Treiber für eine Einbindung der Lastseite in die Reservehaltung sind hohe Preise am Ausgleichsenergiemarkt, hervorgerufen durch Kapazitätsengpässe sowohl in der Erzeugung als auch im Netz, oder auch überhöhte Preise durch strategisches Verhalten weniger Anbieter. Weiters begünstigt wird die Einführung durch die fortwährende Verbesserung der Kommunikationstechnologien, die die technische Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks zu wirtschaftlichen Kosten erst ermöglicht.

5.3.3 Struktur des Energiesystemmodells (Task 3.3)

Das Zusammenspiel zwischen Windstromerzeugung, konventioneller Erzeugung und Energienachfrage wird unter Berücksichtigung der jeweiligen Netzbelastung mit Hilfe eines im Zuge des Projekts entwickelten Energiesystemmodells auf Excel-Basis abgebildet.

Das wesentliche Ziel des Energiesystemmodells ist es, Kosten durch zusätzlichen Minutenreservebedarf und -abruf durch WEA für Österreich und Deutschland unter verschiedenen Randbedingungen zu quantifizieren. Weiters soll die CO₂-Einsparung durch die Verdrängung von konventionellen Kraftwerken bestimmt werden, um in Folge den Netto-CO₂-Einspareffekt durch WEA-Anlagen angeben zu können. Randbedingungen für die Simulation sind u. a. Windausbauraten für Österreich und Deutschland bis 2020, die Höhe des Windprognosefehlers und auch die Abbildung von Netzengpässen im System. Als wesentlicher Aspekt soll schließlich das lastseitige Potenzial für die Reservevorhaltung dem zusätzlichen Reservebedarf gegenübergestellt werden.

Sub-Task 1 – Abbildung des Modells

Das Flussdiagramm des Energiesystemmodells zeigt die wesentlichen Komponenten des Energiesystemmodells und deren Zusammenhänge, die in folge beschrieben werden (siehe Abbildung 5.31).

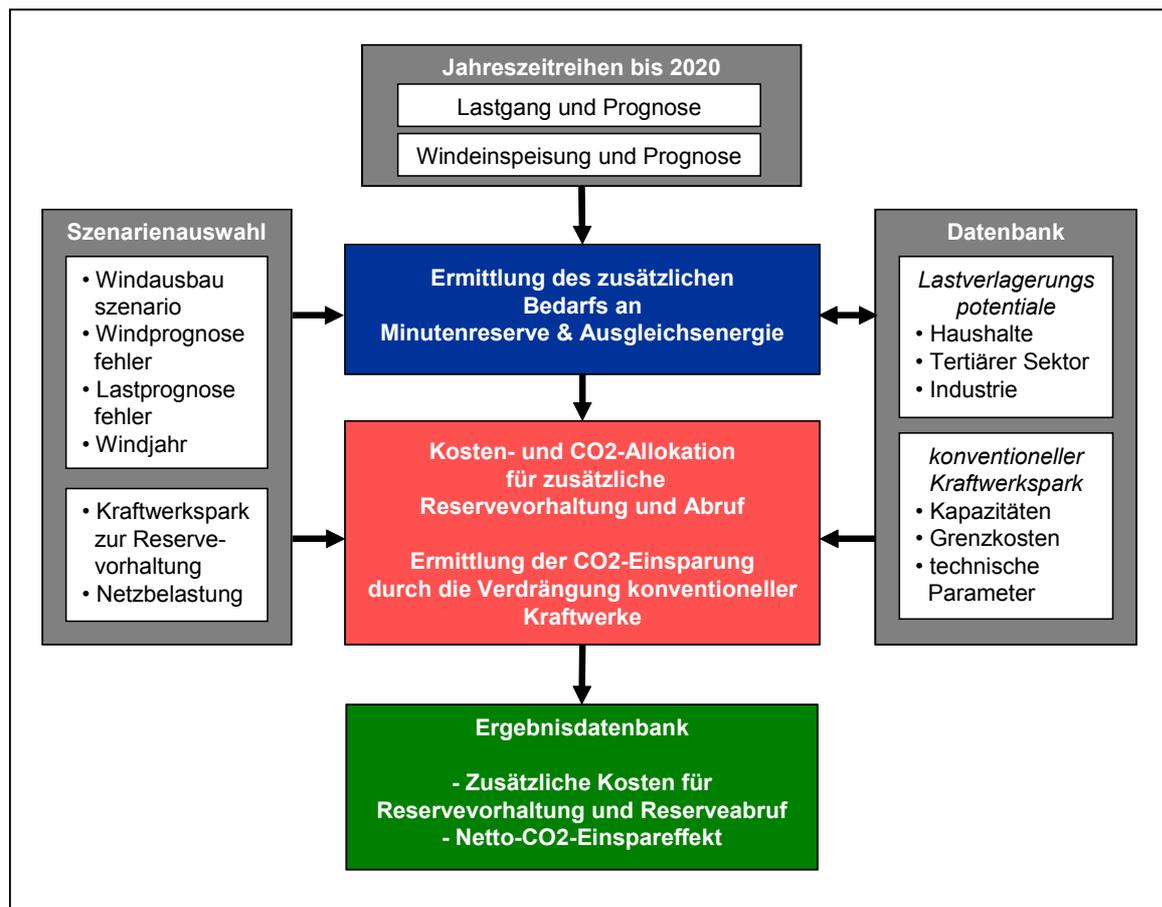


Abbildung 5.31: Flussdiagramm des Energiesystemmodells

Wesentliche Eingangsdaten des Modells sind WEA-Leistungszeitreihen mit einer Auflösung von 1 h, die mit Hilfe des ISI-Windmodells aus Windzeitreihen von meteorologischen Aufzeichnungen generiert werden. Auf diese Leistungszeitreihen wird die Persistenzprognose angewandt, und durch Variation des Prognosezeitraums werden verschiedene hohe Standardabweichungen des Windprognosefehlers abgebildet.

Die Leistungszeitreihe des Verbrauchs auf Stundenbasis dient ebenfalls als Input für das Modell, um Ausgleichseffekte zwischen Erzeugung und Nachfrage abzubilden und wird Veröffentlichungen der nationalen Elektrizitätsstatistik entnommen. Die Fortschreibung bis 2020 erfolgt durch Skalierung mit anerkannten Prognosen¹⁶ für die Entwicklung der Gesamtnachfrage. Die Lastprognose wird basierend auf empirischen Werten zum Lastprognosefehler mit statistischen Methoden nachgebildet.

Aus den Stundenwerten für Windeinspeisung und -prognose sowie Verbrauch und Prognose wird der zusätzliche Ausgleichsenergiebedarf und der zusätzliche Bedarf an Minutenreserve, verursacht durch WEA, unter verschiedenen Randbedingungen aus der Szenarienauswahl ermittelt. Abgebildet werden je zwei Szenarien für den Windausbau in Österreich und Deutschland (BAU- und BEST-Szenario), die Höhe des Windprognosefehlers (Deutschland: 2,5–7 %; Österreich 6,5–14 % – je RMSPE, bezogen auf die installierte Windleistung), die Höhe des Lastprognosefehlers (2–4 % RMSPE) und das jährliche Winddargebot durch Simulation der Einspeisung für ein historisch schlechtes, mittleres und gutes Windjahr.

Die Ergebnisse des zusätzlichen Bedarfs an Minutenreserve werden den in Task 3.2 erhobenen und in einer umfassenden Datenbank abgelegten Lastverlagerungspotenzialen von verschiedenen Anwendungen in den Verbrauchssektoren gegenübergestellt und daraus der mögliche Beitrag der Lastseite zum Leistungsausgleich abgeleitet.

Die Kernkomponenten des Energiesystemmodells bilden einerseits die CO₂- und Kostenallokation für zusätzliche Reservevorhaltung und Ausgleichsenergie und andererseits die Kraftwerkseinsatzsimulation, die es erlaubt, die Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch die WEA-Einspeisung und die damit verbundene CO₂-Einsparung zu ermitteln.

Eine umfangreiche Datenbank mit sämtlichen relevanten technischen und wirtschaftlichen Parametern bildet die Basis für die Berechnung von zusätzlichen Kosten und CO₂-Emissionen durch Reservebedarf und -abruf. Der Kraftwerkspark, der zur Reservevorhaltung bereitsteht, kann frei definiert werden, wodurch die Abbildung der Auswirkungen von Netzengpässen möglich wird. Netzengpässe zeichnen sich nämlich im Hinblick auf die Reservehaltung dadurch aus, dass teurere Kraftwerkstechnologien eingesetzt werden müssen. Für die Kostenallokation der zusätzlichen Minutenreservevorhaltung und deren Abruf werden die folgenden Kostenkomponenten berücksichtigt:

- Opportunitätskosten der Reservehaltung¹⁷

¹⁶ Für Österreich dient beispielsweise die aktuelle WIFO-Prognose (Kratena/Schleicher (2002)) als Grundlage für die Abbildung der Verbrauchsentwicklung bis 2020.

¹⁷ Opportunitätskosten der Reservehaltung ergeben sich als Differenz aus dem Preis, den eine Kraftwerkstechnologie am Markt (EEX-Spotmarkt) erzielen kann und den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung dieser Technologie.

- Kosten durch zusätzliche An- und Abfahrvorgänge
- Kosten durch den Wirkungsgradverlust bei Teillastbetrieb von thermischen Einheiten
- Kosten und Einsparungen durch den zusätzlichen Abruf von Ausgleichenergie.

Die CO₂-Allokation für zusätzliche Minutenreservevorhaltung und deren Abruf berücksichtigt folgende Effekte:

- Emissionen durch den Teillastbetrieb von thermischen Einheiten zur Reservevorhaltung
- Emissionen durch zusätzliche An- und Abfahrvorgänge
- zusätzliche Emissionen bzw. Emissionseinsparungen beim Abruf von Ausgleichsenergie.

In der Kraftwerkseinsatzsimulation wird der Kraftwerkseinsatz stundenscharf nachgebildet. Von der prognostizierten Lastzeitreihe werden die Windeinspeisung sowie die Erzeugung der Kraftwerke, die im Wärmemarkt betrieben werden, abgezogen. Die verbleibende Nachfrage wird durch den simulierten Kraftwerkspark gedeckt. Aus einem Vergleich des Kraftwerksbetriebs mit und ohne Windeinspeisung ergibt sich der Substitutionseffekt der Windeinspeisung. Die einzelnen Kraftwerkstechnologien sind je nach Brennstoff und Wirkungsgrad mit unterschiedlichen Emissionsfaktoren belegt, aus denen sich dann CO₂-Einsparungen ermitteln lassen.

Die zusätzlichen CO₂-Emissionen durch Reservevorhaltung werden schließlich den potenziellen CO₂-Einsparungen durch die Verdrängung der Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken gegenübergestellt um den Netto-CO₂-Einspareffekt für WEA angeben zu können.

Die wesentlichen Outputs des Energiesystemmodells – das sind Zusatzkosten und CO₂-Einsparungen durch WEA – werden für verschiedene Szenarien mit den Szenarienparametern in einer Ergebnisdatenbank zusammengefasst und in Kapitel 7.3.4 ausgewertet und dargestellt.

Zur Modellierung der windbedingten Reservehaltung und der damit verbundenen Kosten und CO₂-Emissionen wurde im Zuge des Projekts ein Softwaretool, basierend auf Visual Basic, in MS-Excel entwickelt, das die Auswertung verschiedenster Szenarien für das deutsche und österreichische System erlaubt. Oberfläche und Ergebnisdarstellung dieses Tools werden in den folgenden Abbildungen dargestellt.

Eingabemaske

Deutschland ▼

Datenquelle: daten.DE.xls

Windausbau
szenario

BAU

BEST

Windjahr

gut

mittel

schlecht

Wind
Prognosezeitraum

1h

2h

3h

4h

Last
Prognosefehler

2%

3%

4%

Definition - Kraftwerkspark zur Reservevorhaltung

Anteil in %	Pumpspeicher	GuD	Steinkohle	Braunkohle	Gasturbinen
positiv	20	30	30	10	10
negativ	20	30	30	10	10

Quelldaten	Datei				
Österreich	daten.AT.xls				
Deutschland	daten.DE.xls				
-					
-					

Abbildung 5.32: Oberfläche des Softwaretools zur Abbildung der Auswirkungen von WEA auf den Systembetrieb

Ergebnisdarstellung							
Jahr	P_{WIND} inst. [MW]	E_{WIND} erzeugt [GWh]	E_{Regel} zusätzlich [GWh]	$P_{Minutenreserve}$ zusätzlich [MW]	Kosten zusätzlich [€/a]	Kosten zusätzlich rel. [€/ MWh]	CO ₂ Emission zusätzlich [tCO ₂ /a]
2000	6.039	10.668	211	99	4.501.331	0,42	1.269
2005	17.000	29.850	1.604	716	36.491.453	1,22	39.622
2010	23.100	43.915	2.757	1.237	61.644.757	1,40	73.606
2015	29.400	65.484	4.410	1.981	96.897.651	1,48	110.631
2020	39.000	98.987	7.934	3.579	171.446.483	1,73	198.894

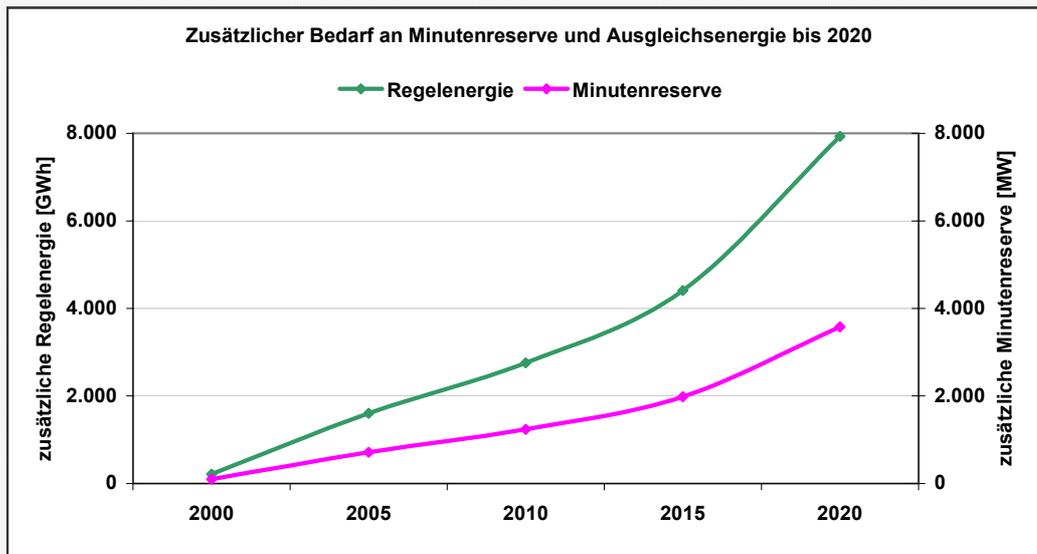


Abbildung 5.33: Beispielhafte Ergebnisdarstellung einer Szenarienrechnung des Softwaretools zur Abbildung der Auswirkungen von WEA auf den Systembetrieb

Sub-Task 2 – Analyse der Netzbelastung

Die Netzbelastung ist ein wesentlicher, die Reservehaltungskosten bestimmender Parameter für ein Energieversorgungssystem. Treten Netzengpässe im System auf, so kann ein gewisser Teil der Kraftwerke nicht zum Leistungsausgleich genutzt werden, d.h. im Allgemeinen werden dann teurere Optionen zum Einsatz kommen. Diese Situation ist bereits in Österreich aktuell, wo zeitweise ein Nord-Süd bzw. Ost-West-Engpass vorherrscht und so den Einsatz der bestens zum Leistungsausgleich geeigneten Pumpspeicherkraftwerke in Westösterreich nicht verfügbar macht.

Daher wird die Entwicklung der Netzbelastung in Österreich durch den zunehmenden Windausbau und auch andere Einflussfaktoren analysiert.

Österreich

Für das österreichische Übertragungsnetz wird die Belastung der kritischen Übertragungsleitungen für zwei Windausbauzenarien (1700 und 2500 MW installierte WEA-Leistung) simuliert und mit dem Status des Jahres 2002 für folgende vier Netzsituationen verglichen:

- Hochlastszenario – Winter
- Hochlastszenario – Sommer
- Niedriglastszenario – Winter
- Niedriglastszenario – Sommer

Die Annahmen bezüglich der regionalen Verteilung der WEA werden nun kurz für den Vollausbau (Windausbau lt. BEST-Szenario für 2020) zusammengefasst. Die Ergebnisse werden anschließend exemplarisch für dieses Szenario und die eben angegebenen Fälle dargestellt und diskutiert.

Die im Jahr 2020 in Ostösterreich installierte WEA-Leistung teilt sich wie folgt auf 230 kV-Umspannwerke auf:

- Umspannwerk Bisamberg: 900 MW
- Umspannwerk Neusiedl: 350 MW
- Umspannwerk Wien-Südost: 500 MW
- Umspannwerk Ternitz: 100 MW

Aufgrund der fehlenden 230 kV-Anknüpfung im Waldviertel wird angenommen, dass die dort installierte Leistung von 200 MW auf einer niedrigeren Spannungsebene angeschlossen wird. Weiters wird angenommen, dass die Anbindung im restlichen Österreich ebenfalls nicht auf Höchstspannungsniveau erfolgt und die installierte WEA-Leistung gleichmäßig regional verteilt ist.

Folgende Auswirkungen einer installierten WEA-Leistung von 1850 MW in Ostösterreich auf die Auslastung des 230-kV Netzes können beobachtet werden:

Hochlastszenario – Winter

Aufgrund der hohen Nachfrage und der damit verbundenen Importe aus Deutschland erfüllen die Leitungen Ybbs–Bisamberg und Weissenbach–Hessenberg das (N-1) Kriterium nicht. Ohne Windeinspeisung besteht grundsätzlich eine hohe Importabhängigkeit. Dadurch sind auch die 230 kV-Verbindungsleitungen zwischen Österreich und Deutschland in St. Peter mit 93 % extrem belastet. Bei maximaler Windeinspeisung in Ostösterreich erfolgt eine Entlastung dieser Verbindungen auf 62 % und es tritt keine (N-1) Verletzung durch die Windeinspeisung auf (siehe Abbildung 5.34).

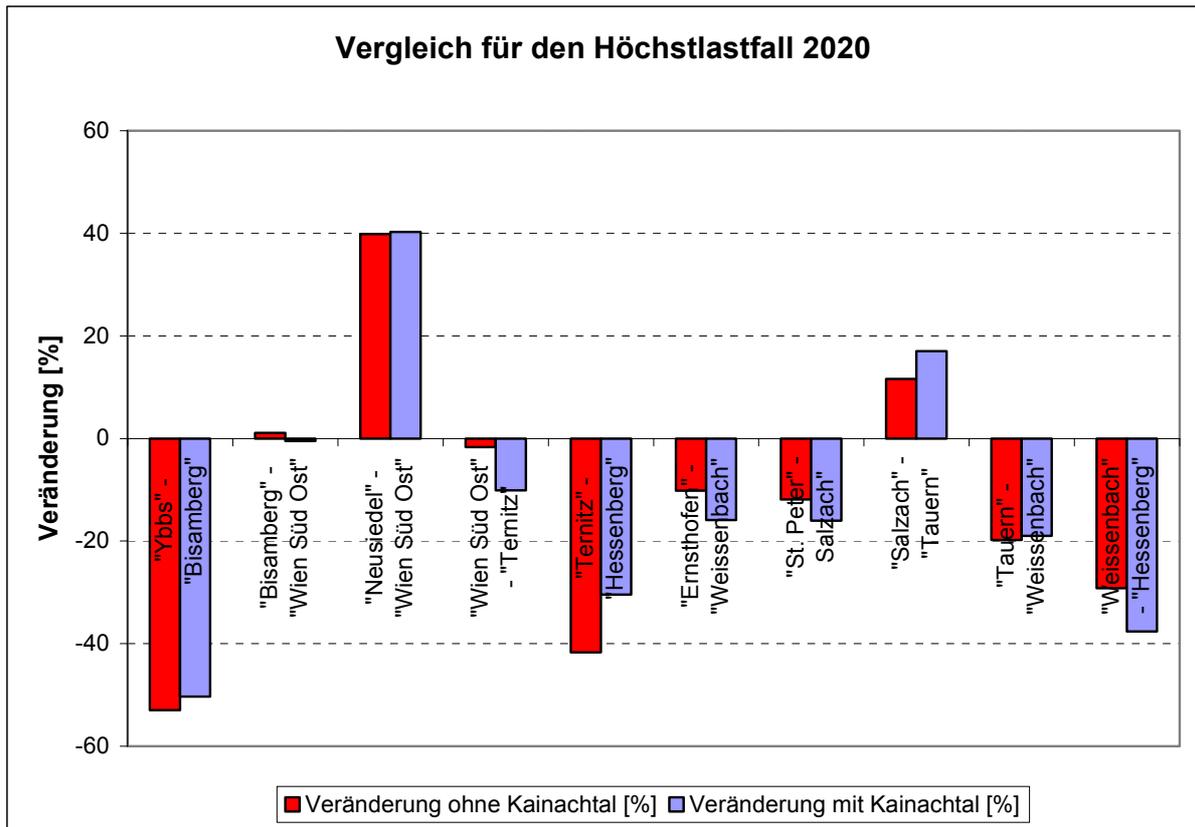


Abbildung 5.34: Änderung der Auslastung von relevanten 230 kV-Übertragungsleitungen durch maximale Windeinspeisung bei Jahreshöchstlast, mit und ohne 400 kV Verbindung zwischen Kainachtal und Südburgenland

Tabelle 5.11: Verletzung der (N-1)-Sicherheit für das Jahreshöchstlast-Szenario

Leitung	Ohne Windeinspeisung	Mit Windeinspeisung	Mit Windeinspeisung und "Kainachtal"
"Ybbs" – "Bisamberg"	Ja	Nein	Nein
"Weissenbach" – "Hessenberg"	Ja	Nein	Nein

Hochlastszenario – Sommer

Während im Jahreshöchstlastszenario durch die Windeinspeisung eine Entlastung der Verbindungsleitungen zwischen Österreich und Deutschland zu beobachten ist, steigt in diesem Szenario die Auslastung am Anschlusspunkt St. Peter von 70 % auf fast 100 % an (siehe Abbildung 5.35). Dies verdeutlicht anschaulich, dass die resultierende Leitungsbelastung neben der Windeinspeisung wesentlich von der Nachfrage und den aktuellen Importen bzw. Exporten abhängig ist.

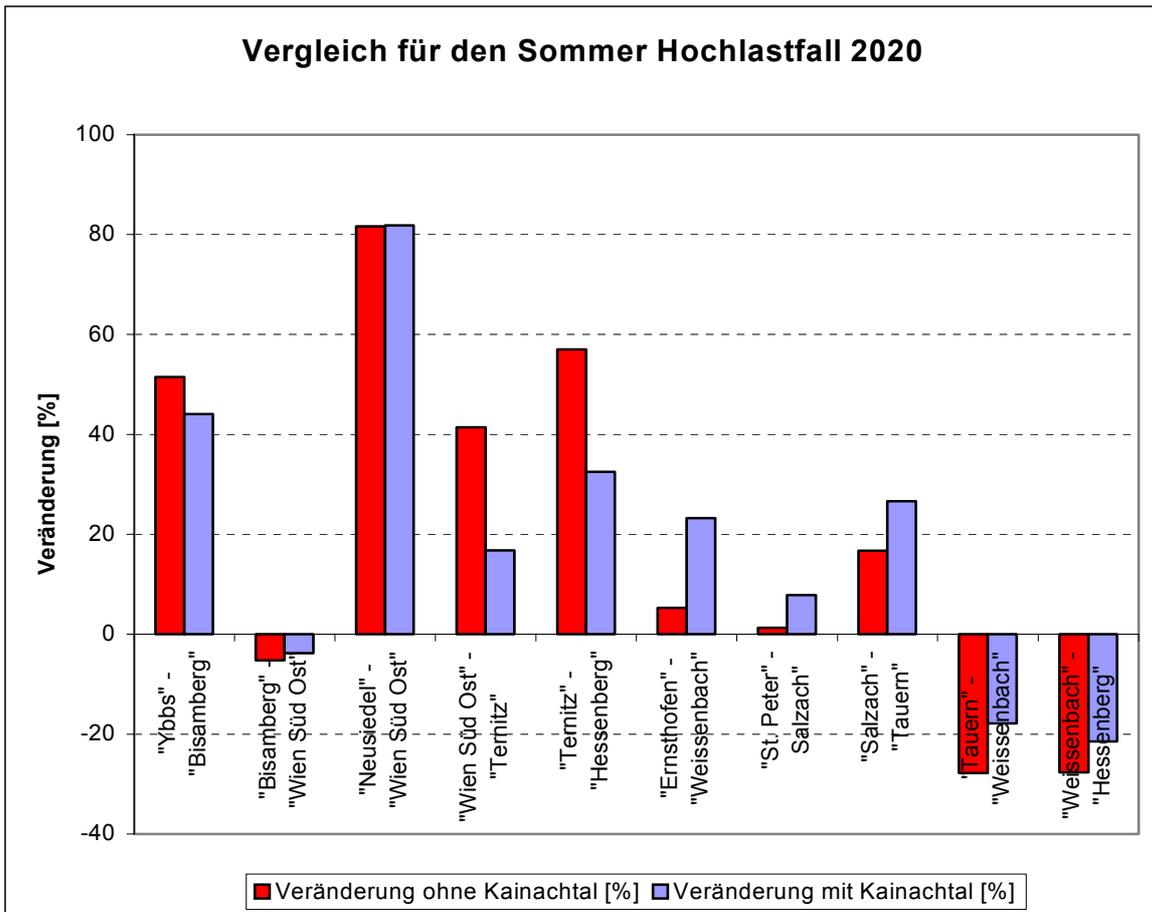


Abbildung 5.35: Änderung der Auslastung von relevanten 230 kV-Übertragungsleitungen durch maximale Windeinspeisung für das Sommer-Hochlast-Szenario, mit und ohne 400 kV Verbindung zwischen Kainachtal und Südburgenland

Im Gegensatz zum Jahreshöchstlastszenario ist keine Verletzung der (N-1) Sicherheit im 230 kV-Netz zu beobachten. Es zeigen sich jedoch Verletzungen der zulässigen Spannung bei Simulation ohne der 400 kV-Verbindung Kainachtal-Südburgenland.

Niedriglastszenario – Winter

Das Winter-Niedriglastszenario stellt aus Sicht der Netzbelastung den kritischsten Fall dar. Eine Verletzung der (N-1)-Sicherheit und eine sehr hohe Auslastung der 230 kV Nord-Süd-Verbindungen sowie der Verbindung Weissenbach–Hessenberg können in diesem Fall beobachtet werden.

Durch zusätzliche Windeinspeisung werden die (N-1)-Verletzungen zu anderen Leitungen verschoben, ohne dass die Anzahl der Verletzungen dabei steigt. Um in diesem Fall einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, ist eine 400 kV-Verbindung zwischen Kainachtal und Südburgenland notwendig. Die Importe aus Nachbarländern sinken durch die Windeinspeisung im Osten Österreichs um 63 %.

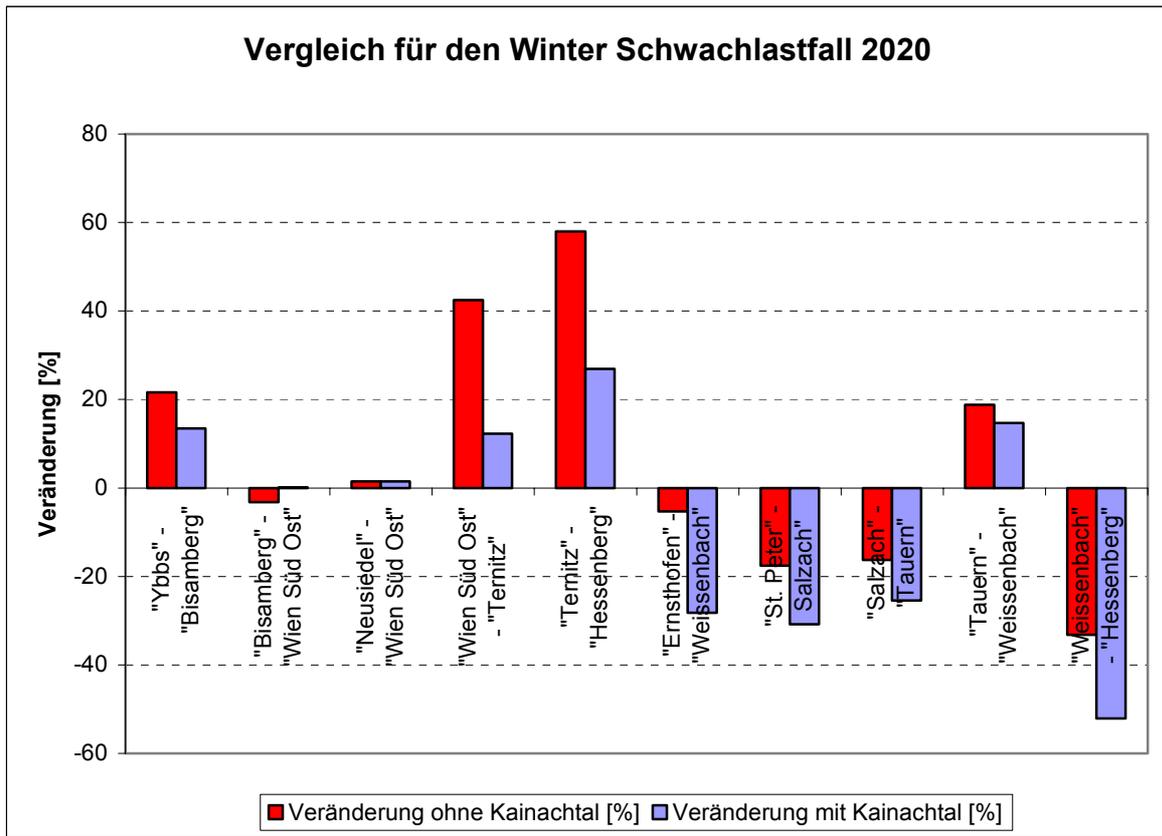


Abbildung 5.36: Änderung der Auslastung von relevanten 230 kV-Übertragungsleitungen durch maximale Windeinspeisung für das Winter-Niedriglastszenario, mit und ohne 400 kV Verbindung zwischen Kainachtal und Südburgenland

Tabelle 5.12: Verletzung der (N-1)-Sicherheit für das Winter-Niedriglastszenario

Leitung	Ohne Windeinspeisung	Mit Windeinspeisung	Mit Windeinspeisung und "Kainachtal"
"Wien Süd Ost" – "Ternitz"	Nein	Ja	Nein
"Ternitz" – "Hessenberg"	Nein	Ja	Nein
"Ernsthofen" – Weissenbach"	Ja	Nein	Nein
"St. Peter" – „Salzach“	Ja	Ja	Nein
„Weissenbach“ – „Hessenberg“	Ja	Nein	Nein

Niedriglastszenario – Sommer

Die Windeinspeisung führt in diesem Fall zu einer unzulässig hohen Belastung der 230 kV-Doppelleitung zwischen Ternitz und Hessenberg. Dieses Problem verschwindet bei Berücksichtigung der 400 kV-Verbindung Kainachtal–Südburgenland.

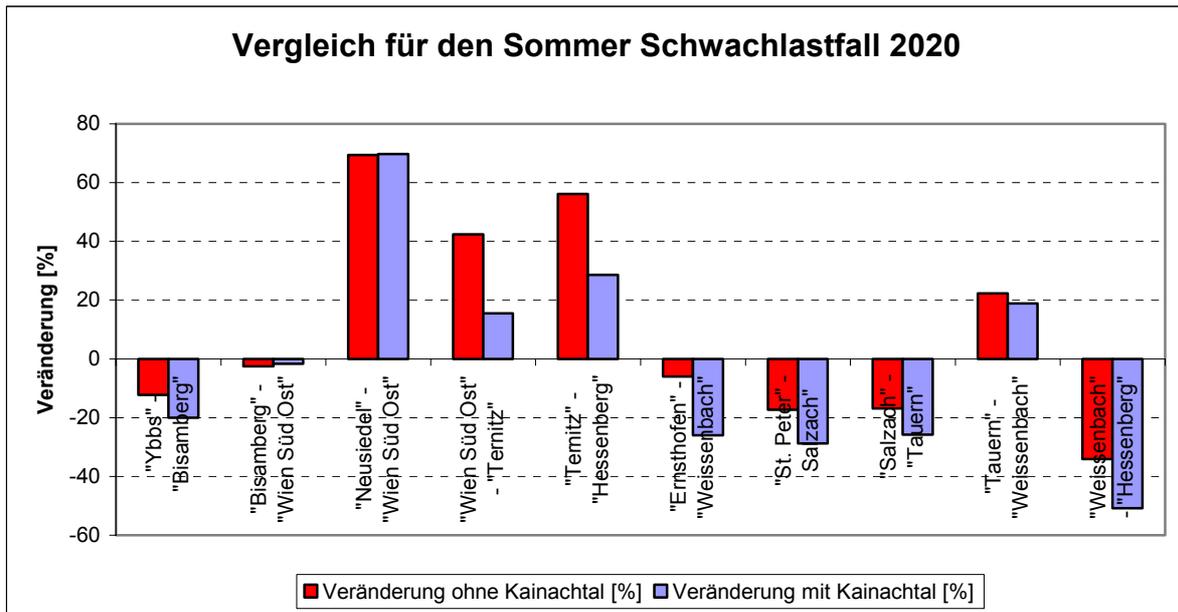


Abbildung 5.37: Änderung der Auslastung von relevanten 230 kV-Übertragungsleitungen durch maximale Windeinspeisung für das Sommer-Niedriglastszenario, mit und ohne 400 kV Verbindung zwischen Kainachtal und Südburgenland

Tabelle 5.13: Verletzung der (N-1)-Sicherheit für das Sommer-Niedriglastszenario

Leitung	Ohne Windeinspeisung	Mit Windeinspeisung	Mit Windeinspeisung und "Kainachtal"
"Ternitz" – "Hessenberg"	Nein	Ja	Nein

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass mit Lastflussanalysen nur ausgewählte Zustände im Netz betrachtet werden können. Tatsächlich ändert sich der Lastfluss ständig, abhängig vom Verbrauch, der Nachfrage in Nachbarstaaten, Netzengpässen und schließlich der Erzeugung. Deshalb ist es nicht ohne weiteres möglich, verallgemeinernde Aussagen über die Auswirkungen der WEA-Einspeisung oder auch der Einspeisung konventioneller Kraftwerke auf die Netzauslastung zu machen.

Die Simulationen zeigen jedoch, dass der Niedriglastfall im Winter zur höchsten Belastung des 230 kV-Netzes in Österreich führt. Durch die hohen Importe vor allem aus Deutschland und die geringe Einspeisung aus hydraulischen Kraftwerken im Süden des Landes werden die 230 kV-Leitungen Ernstthofen–Weissenbach, St. Peter–Salzach und Weissenbach–Hessenberg auch ohne Windeinspeisung im Jahr 2020 überlastet. Diese Situation kann allein durch den Bau der geplanten 400 kV Leitung Kainachtal–Südburgenland entschärft werden.

Abbildung von Netzengpässen im Energiesystemmodell

Die Auswirkung der Windeinspeisung auf die Auslastung relevanter Leitungen des 230 kV-Netzes hängt, wie schon bemerkt, sehr vom betrachteten Szenario ab. Eine Lastflussberechnung auf Stundenbasis, wie sie für die Abbildung der Verfügbarkeit von Kraftwerken zur Reservehaltung notwendig wäre, ist schon aufgrund der damit verbundenen Anforderungen an die Datenlage unmöglich. Die durchgeführten Analysen zeigen aber, dass einerseits

durch Verbrauchszunahmen und andererseits durch die vermehrte Einspeisung aus WEA in Zukunft – wenn das Netz nicht weiter ausgebaut wird – Netzengpässe häufiger auftreten werden. Im Hinblick auf die Modellierung der zusätzlichen Kosten durch Reservevorhaltung und -abruf wird diese Tatsache dadurch berücksichtigt, dass sich die Aufteilung der Reserve zunehmend in Richtung teurerer Erzeugungseinheiten verschiebt.

Deutschland

Für die Darstellung der Auswirkungen des Windausbaus auf das deutsche Übertragungsnetz wird an dieser Stelle auf die sehr umfangreiche Analyse in der jüngst veröffentlichten DENA-Netzstudie verwiesen (siehe DENA et al. (2005), Teil 2). Eine derart detaillierte Analyse wäre den Projektpartnern allein durch die weniger umfangreiche Datenlage nicht möglich gewesen. Nichtsdestotrotz wird der Einfluss von Netzengpässen durch die eben beschriebene Methodik auch für das deutsche System modelliert.

Sub-Task 3 – Empirische Analyse des Lastverlagerungspotenzials zur Bereitstellung von Regelreserve

Wie schon in Kapitel 5.3.2 erwähnt, wird in diesem Projekt ein spezieller bisher in der Forschung weitgehend vernachlässigter Aspekt des Lastmanagements untersucht. Es ist dies die Einbindung der Lastseite zum Leistungsausgleich im elektrischen Energiesystem. Konkret wird in diesem Kapitel nach einem kurzen historischen Rückblick die technische Machbarkeit sowie das technische Potenzial, ausgehend von den Ergebnissen zum theoretischen Potenzial aus Kapitel 5.3.2, analysiert.

Historische Entwicklung

Grundsätzlich kann der ständig notwendige Leistungsausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch von beiden Seiten, nämlich der Erzeugungsseite wie auch der Lastseite, erfolgen. Historisch wurde von den Systembetreibern lediglich die Erzeugungsseite zur Erbringung dieser Systemdienstleistung genutzt. Gründe dafür waren einerseits die leichtere Abwicklung der Kommunikation mit wenigen großen Einheiten und andererseits waren Kraftwerksbetreiber ohnehin in den Systembetrieb involviert und auch an dessen guten Funktionalität interessiert.

Mittlerweile hat sich das Verhältnis zwischen Lastverteiler und Kraftwerksbetreibern durch die Liberalisierung des Strommarktes verändert, und die technologische Weiterentwicklung besonders im Kommunikationsbereich erlaubt es, eine größere Zahl von vergleichsweise kleinen Einheiten miteinander zu vernetzen. Weitere Tendenzen, die die Einbindung der Lastseite interessant machen, sind der Rückgang von Überkapazitäten und damit auch Leistungsreserven, sowie vermehrt auftretende Netzengpässe und auch damit verbunden allgemein steigende Strompreise (Kirby (2003)).

Einbindung der Lastseite in die Reservevorhaltung aus technischer Sicht

Versucht man abzuklären, ob Verbraucher Reserve vorhalten können, stellt sich die Frage nach den technischen Anforderungen für die Erbringung dieser Systemdienstleistung. Diese werden durch die folgenden Parameter beschrieben (vgl. dazu APCS (2005)):

- maximale Zeit zwischen Anforderung und Erbringung in vollem Umfang

- minimale Zeitdauer des Reserveabrufes
- maximale Zeit zwischen Anforderung und Einstellung des Reserveabrufes

Die angeführten Zeiten variieren mit der betrachteten Reserveart. So hat die Primärregelung sofort und automatisch auf Frequenzabweichungen zu reagieren, wird aber im Allgemeinen nach wenigen Minuten von der Sekundärregelung abgelöst. Historisch werden Lasten – so genannte „unterbrechbare Lasten“ – zum raschen Ausgleich von Leistungsdefiziten durch Kraftwerksausfälle eingesetzt. Weiters weisen manche Verbraucher eine frequenzabhängige Leistungsaufnahme auf, wodurch sie quasi automatisch zur Primärregelung betragen.

Die Sekundärregelung gibt, wie schon angedeutet, die Primärregelreserve frei und stellt die ursprüngliche Netzfrequenz sowie den fahrplanmäßigen Austausch mit anderen Regelzonen wieder her. Der Abruf erfolgt meist automatisch innerhalb weniger Sekunden nach Auftreten einer Störung und dauert maximal 15 min an.

Innerhalb dieser Zeitspanne muss die Tertiärregel- bzw. Minutenreserve aktiviert werden, um die Sekundärregelreserve freizugeben. In Österreich gibt es für diese Reserveart einen Markt, in dem bei Erfüllung der Voraussetzungen eine Teilnahme ab einer Leistung von 10 MW möglich ist. Die Zeit von der Anforderung bis zum Wirksamwerden der Reserve ist dabei mit 15 min festgelegt, wie auch jene zur Einstellung des Abrufs. Der Abruf dauert minimal 15 min und maximal 4 h, was der Mindestangebotsdauer entspricht (vgl. dazu APCS (2005)).

Ein Vergleich dieser Anforderungen mit den Charakteristika von Verbrauchern soll nun Aufschluss über mögliche Einsatzgebiete geben.

Auf Verbraucher mit Speichercharakteristik (vgl. Kapitel 5.3.2) kann im Allgemeinen ohne Vorankündigung zugegriffen werden. Die Entwicklung der vollen Reserve ist bei Kraftwerken durch maximale Leistungsgradienten begrenzt; bei Verbrauchern kann die volle Reserve hingegen in kürzester Zeit aktiviert werden. Dies gilt auch für die Wiederherstellung der Reserve. Bezüglich der Zeitdauer des Reserveabrufes unterscheiden sich Erzeugungs- und Verbrauchsseite wesentlich. Während der Abruf von erzeugungsseitiger Reserve zeitlich nicht begrenzt ist und auch mit konstanten Kosten (im Wesentlichen den Brennstoffkosten) verbunden ist, ist die Zeitdauer des Abrufes von Verbrauchern im Allgemeinen begrenzt. Dies kann anhand von Kühlanwendungen veranschaulicht werden. Bei kurzzeitiger Abschaltung wird das Dienstleistungsniveau nicht negativ beeinflusst. Mit zunehmender Zeitdauer steigt die Anzahl von Geräten, die die höchstzulässige Temperatur überschreiten und daher wieder versorgt werden müssen. Wirtschaftlich betrachtet steigen die Kosten für den Konsumenten daher mit steigender Abrufdauer.

Diese Eigenschaften der Verbraucher lassen erkennen, dass sie für die Bereitstellung von Sekundärregelreserve bestens geeignet sind. Durch die Möglichkeit des schnellen Abrufs und der maximalen Einsatzdauer von 15 min ist zumindest für Verbraucher mit Speichercharakteristik theoretisch der gesamten geeigneten Anwendungen zur Verbrauchsreduktion verfügbar. Dieses Potenzial sinkt für die Bereitstellung von Minutenreserve auf rund ein Drittel, wie empirische Auswertungen in Kirby (2003) exemplarisch für Klimatisierungsanwendungen zeigen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt hinsichtlich des technisch verfügbaren Potenzials ist die Wahrscheinlichkeit der Verfügbarkeit. In Kirby (2003) wird dieser Parameter für ein System mit sechs Kraftwerken und einem mit 1200 Verbrauchern ausgewertet, wobei die Verfügbarkeit mit 95 % bzw. 90 % angenommen wird. Es zeigt sich, dass die Verfügbarkeit der Verbraucher wesentlich besser vorhersagbar ist. Die aggregierte Verbrauchsreserve ist durchschnittlich zu 90 % verfügbar, aber mindestens zu rund 86 %, während die Wahrscheinlichkeit einer Verfügbarkeit von 86 % der Kraftwerksleistung nur bei 90 % liegt. Dieser Umstand lässt den Schluss zu, dass eine Einbindung einer hohen Zahl von Verbrauchern die Systemsicherheit erhöht.

Technisches Verlagerungspotenzial der wichtigsten Anwendungen

Ausgehend von den eben beschriebenen technischen Aspekten für den Einsatz von Last als Reserve werden nun empirische Werte für das technisch zur Verfügung stehende Lastverlagerungspotenzial dargestellt und anschließend dem derzeitigen Reservebedarf in Österreich und Deutschland gegenübergestellt. Die folgende Tabelle fasst wichtige Parameter für Haushaltsanwendungen zusammen. Die Werte zu den Verlagerungspotenzialen stammen aus Quaschnig/Hanitsch (1999) und gelten für die Verlagerung innerhalb eines Tages.

Tabelle 5.14: Empirische Werte von Parametern, die für den Einsatz von Verbrauchern zur Reservevorhaltung relevant sind. Quelle: eigene Schätzung, Quaschnig/Hanitsch (1999)

Anwendung	Vorankündigung notwendig	maximale Verlagerungszeit in h	Verlagerungspotential in %
Kühlen	nein	3	50
Gefrieren	nein	24	75
Waschen	ja	48	50
Trocknen	ja	48	50
Spülen	ja	24	75
Warmwasserbereitung	nein	12	35
Heizen	nein	18	90

Basierend auf dieser Datenlage wird nun exemplarisch das technische Verlagerungspotenzial im Haushaltsbereich für Österreich quantifiziert. Die aggregierte Verfügbarkeit wird dabei mit 90 % angenommen, Verlagerungspotenziale entstammen obiger Tabelle. Die Auswertungen sind in Abbildung 5.38 und Abbildung 5.39 für einen Sommer- und einen Wintertag dargestellt.

Es zeigt sich, dass das Verlagerungspotenzial von Kühlanwendungen im Haushaltsbereich den derzeitigen Minutenreservebedarf in der APG-Regelzone sowohl im Sommer als auch im Winter weitgehend decken kann. Der fiktive Minutenreservebedarf bei Ausbau der installierten WEA-Leistung lt. BEST-Szenario (2500 MW) wird bei Berücksichtigung des gesamten Haushaltspotenzials im Winter zu rund 80 % und im Sommer zu rund 50 % der Zeit vollkommen gedeckt. Zur derzeit in der APG-Regelzone vorgehaltenen positiven Sekundärreserve von 400 MW kann der Verbrauch im Haushaltsbereich allein einen wesentlichen Beitrag leisten, wenn weiters berücksichtigt wird, dass das Potenzial für Verbraucher mit Speichercharakteristik aufgrund der kürzeren Abrufdauer höher ist als hier dargestellt.

Österreich – technisches Lastverlagerungspotential von Haushaltsanwendungen im Sommer vs. Minutenreservebedarf der APG-Regelzone

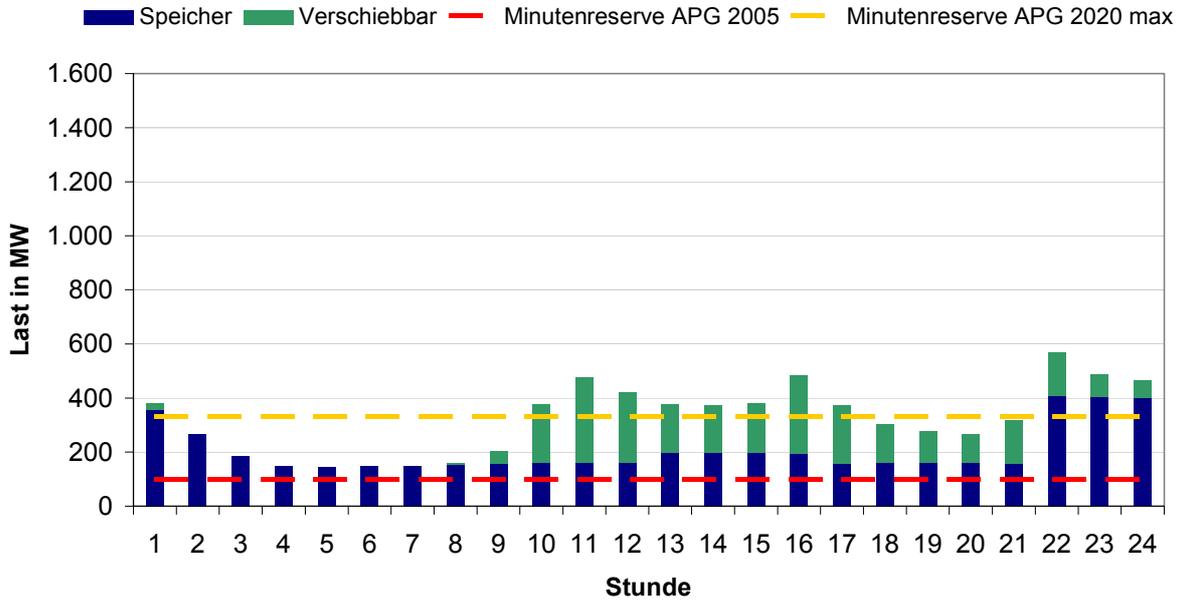


Abbildung 5.38: Gegenüberstellung des technischen Verlagerungspotenzials im Haushalt für einen Sommertag mit dem Minutenreservebedarf der APG-Regelzone 2005 und 2020 bei Windausbau lt. BEST-Szenario und einem Windprognosefehler von 14 % (RMSPE)

Österreich – technisches Lastverlagerungspotential von Haushaltsanwendungen im Winter vs. Minutenreservebedarf der APG-Regelzone

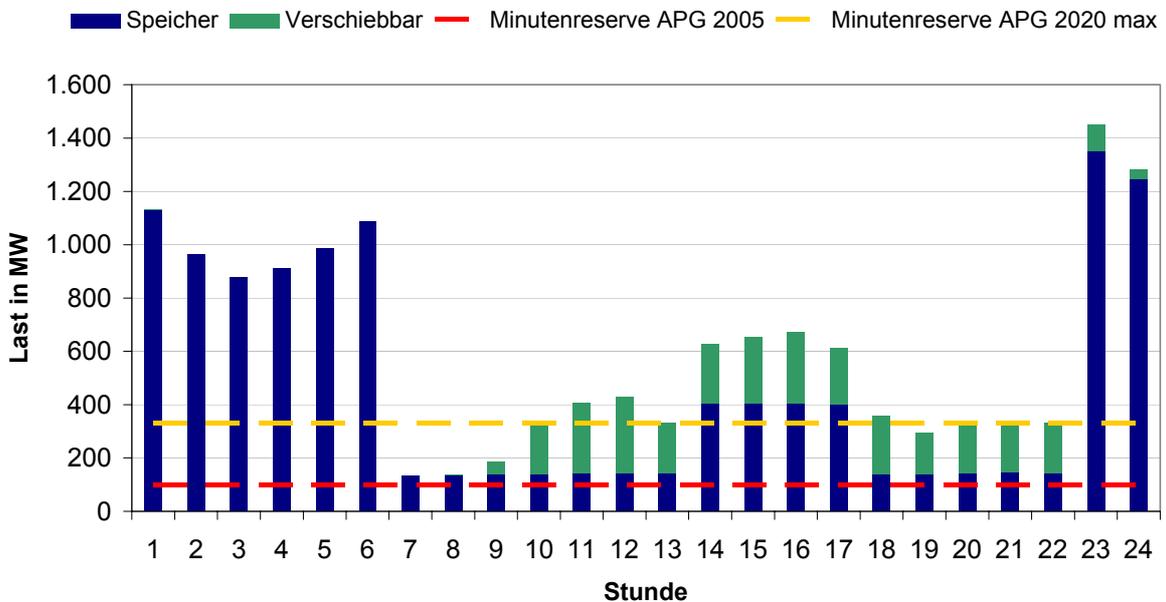


Abbildung 5.39: Gegenüberstellung des technischen Verlagerungspotenzials im Haushalt für einen Wintertag mit dem Minutenreservebedarf der APG-Regelzone 2005 und 2020 bei Windausbau lt. BEST-Szenario und einem Windprognosefehler von 14 % (RMSPE)

Abschließend wird nun das große Potenzial der Anwendungen Prozesskälte und Lüftung im Gewerbe und in der Industrie das notwendige Lastverlagerungspotenzial zur Deckung der derzeit in Deutschland vorgehaltenen Minutenreserve ermittelt (siehe Abbildung 5.40). Es zeigt sich, dass die Einbindung von 60 % aller Prozesskälte- und Lüftungsanwendungen in Gewerbe und Industrie den gesamten Bedarf an Minutenreserve in Deutschland decken können.

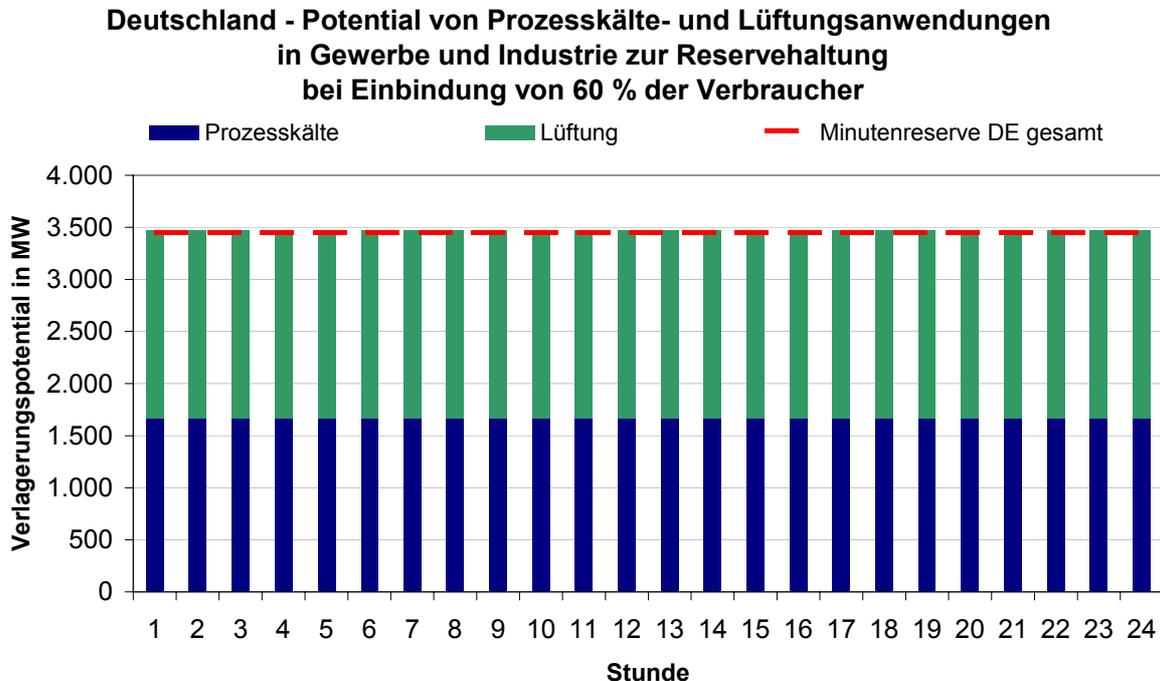


Abbildung 5.40: Gegenüberstellung des lastseitigen Reservepotentials von Prozesskälte- und Lüftungsanwendungen in Gewerbe und Industrie bei Einbindung von 60 % des Verbrauchs mit der in Deutschland vorgehaltenen Minutenreserve

Realisierbares Lastverlagerungspotenzial

Die Bestimmung des wirtschaftlich realisierbaren Lastverlagerungspotenzials, ausgehend von dem technischen Potenzial, ist mit großen Unsicherheiten behaftet, da der Einfluss auf das Dienstleistungsniveau individuell stark unterschiedlich ist und deshalb Kosten nicht mit ausreichender Genauigkeit angegeben werden können. Ob die Einbindung der Lastseite wirtschaftlich sinnvoll ist, können Energieversorger und Stromkunde im konkreten Fall, wie in Kapitel 5.3.2 beschrieben, gut abschätzen, da beide Akteure ihr Kosten-Nutzen-Verhältnis kennen.

Der empirische Beweis dafür, dass die Verbrauchsseite nicht nur ein technisches, sondern auch ein wirtschaftliches Reservepotenzial darstellt, liefert der seit dem Jahr 2000 in Norwegen betriebene Markt für Ausgleichsenergie (RKOM). Über diesen Markt werden seit 2001 Verträge mit Verbrauchern im Umfang von durchschnittlich 1700 MW abgeschlossen, wobei für diese Reserveleistung ein Entgelt von rund 5000 €/MW/a vorgesehen ist. An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass die Umstände in Norwegen einer Einbindung der Lastseite entgegenkommen, da Überkapazitäten sehr knapp sind. Es hat sich gezeigt, dass die Einbindung der Lastseite die Systemsicherheit zu Spitzenlastzeiten wesentlich erhöhen

kann. Daher, und weil Verbraucher jederzeit zur Verfügung stehen, wurde für die lastseitige Reserve dem Neubau von Gasturbinenkraftwerken der Vorzug gegeben.

Sub-Task 4 – Zukünftiger Beitrag von dezentralen Erzeugungstechnologien zur Reservehaltung

Bereits heute stehen neben den konventionellen Großkraftwerken eine Reihe alternativer Erzeugungseinheiten zum Großteil kommerziell zur Verfügung, die vornehmlich dezentral betrieben werden. Diese Einheiten stellen neben Strom auch Wärme zur Verfügung. In verschiedenen Studien der E-Control wird dezentralen Anlagen eine steigende Bedeutung im Erzeugungsmarkt beigemessen (Consentec (2004), E-Control (2005)). Der europäische Verband für Kraft-Wärme-Kopplung Cogen Europe weist ebenfalls ein beträchtliches Potenzial für dezentrale Erzeuger, vor allem Klein-KWK, sowohl für Deutschland als auch für Österreich aus (Future Cogen 2001). Aus diesem Grund werden in diesem Abschnitt die Regelungseigenschaften und dynamischen Parameter dieser Anlagen mit den konventionellen Großkraftwerken verglichen, um ihren Einfluss bei einer zukünftig stärkeren Durchdringung und einem Einsatz dieser Anlagen für die Regelung des Gesamtsystems abschätzen zu können.

Dezentrale Erzeugungstechnologien:

In Abbildung 5.41 sind die Wirkungsgrade von heute schon verfügbaren Technologien wie z.B. Blockheizkraftwerken (BHKW) dargestellt. Diese Technologie verfügt über relativ hohe Wirkungsgrade und kann mit unterschiedlichen Brennstoffen betrieben werden. In kommerzieller Anwendung werden BHKWs mit Erdgas und Heizöl betrieben sowie mit regenerativen Brennstoffen wie Biogas und Rapsöl. Als neue Anwendung wird derzeit die Holzvergasung erprobt. Weitere in Entwicklung befindliche Technologien stellen Stirling-Motoren, Mikrogasturbinen sowie Brennstoffzellen dar, die z. T. auch kommerziell verfügbar sind. Alle Technologien dienen neben der Stromerzeugung auch der dezentralen Wärmeerzeugung, was als der Hauptgrund für ihre zukünftig erwartete Verbreitung angesehen wird. Der Vorteil dezentraler Technologien zeigt sich insbesondere in einer erhöhten Gesamteffizienz der gleichzeitigen Strom- und Wärmeerzeugung und nicht so stark in einer erhöhten Effizienz der Strombereitstellung. Einzige Ausnahme bildet dabei die erwartete Effizienz von Brennstoffzellentechnologie, die bei einer Kopplung mit Gasturbinen höhere Wirkungsgrade als die konventionelle zentrale Strombereitstellung erzielen kann.

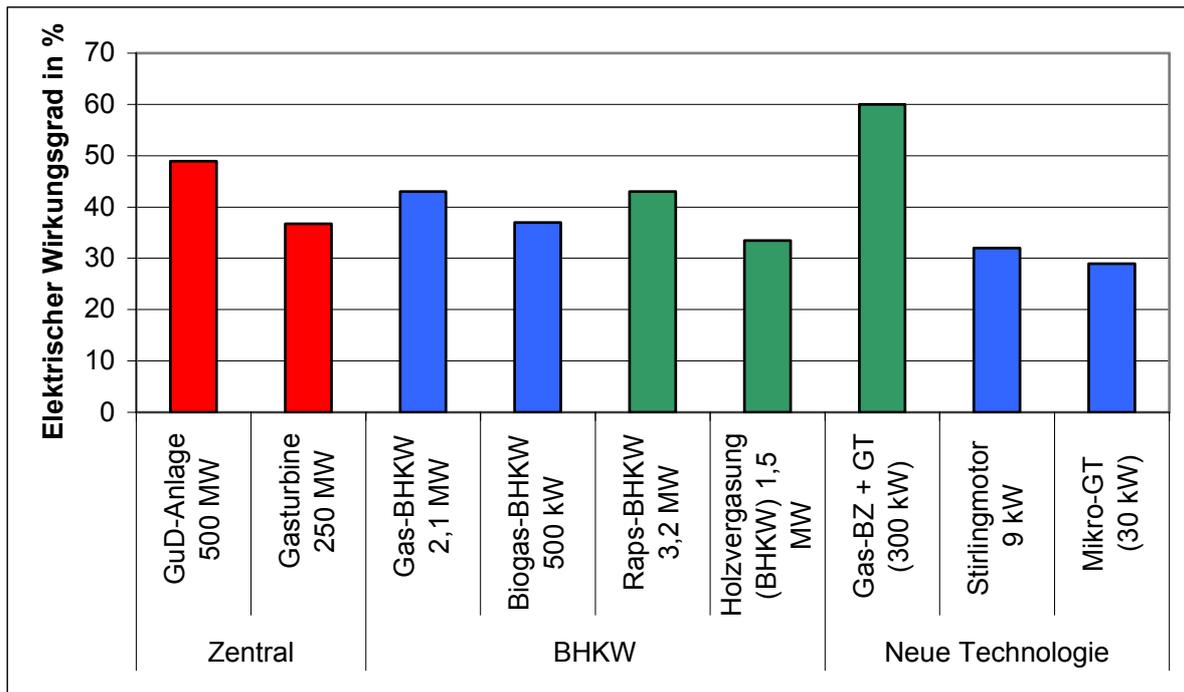


Abbildung 5.41: Elektrische Wirkungsgrade heute verfügbarer Technologien, bei Brennstoffzelle Zielgröße. Legende: GuD: Gas- und Dampfturbine, GT: Gasturbine, BZ: Brennstoffzelle. (Quelle: Pfaffenberger 2004)

Die Analyse des Teillastverhaltens dezentraler Erzeugungstechnologien zeigt, dass vor allem die Brennstoffzellen ein sehr gutes Teillastverhalten aufweisen, bei gleichzeitig hohem Wirkungsgrad. Bei den anderen Technologien fallen die Wirkungsgradverluste bei Teillast relativ gering aus und liegen in derselben Größenordnung wie bei GuD-Anlagen, allerdings liegen die Wirkungsgrade bei GuD-Anlagen insgesamt deutlich über den dezentralen Anlagen. Ein gutes Teillastverhalten weist weiterhin der Stirlingmotor auf, wobei der Ausgangswirkungsgrad bei 100 % Nennleistung jedoch relativ gering ist.

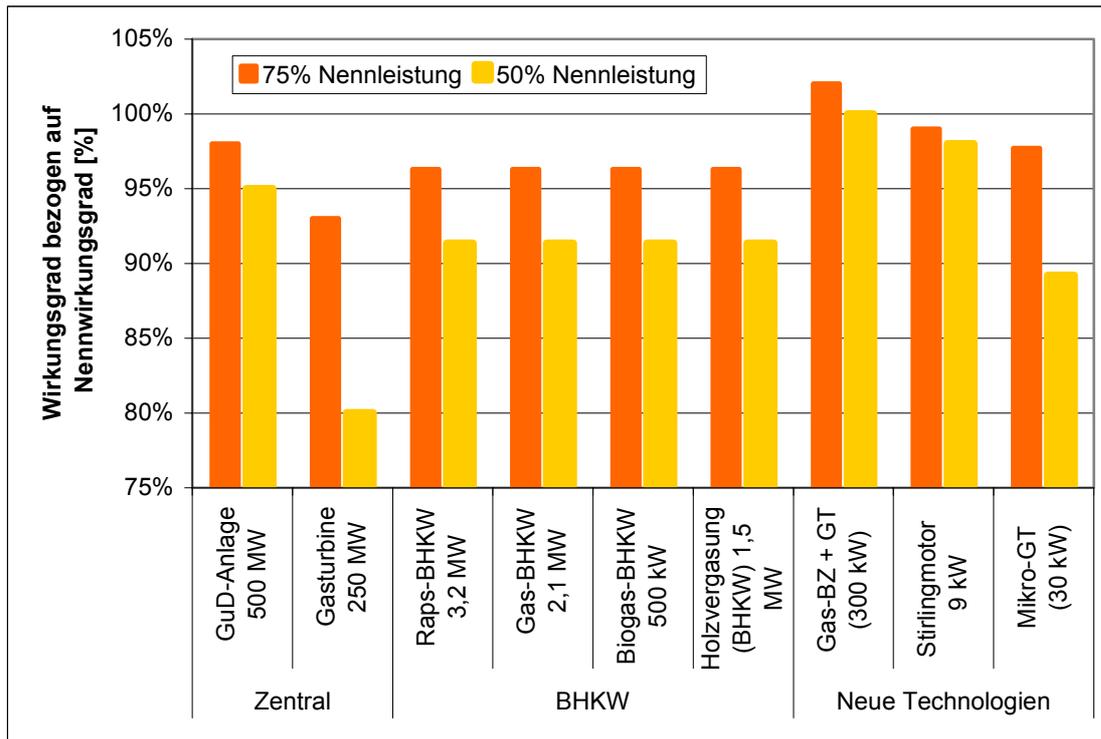


Abbildung 5.42: Teillastverhalten von dezentralen Erzeugungseinheiten (Quelle Pfaffenberger 2004)

Zusammenfassend zeigt sich, dass dezentrale Erzeugungstechnologien wie BHKWs die Wirkungsgrade zentraler Erzeugungstechnologien, z. B. von GuD-Anlagen, nur annähernd erreichen. Das Teillastverhalten stellt sich ähnlich den zentralen Technologien da. Einzige Ausnahme bildet die Brennstoffzellentechnologie, die sowohl hohe Wirkungsgrade erreicht als auch ein gutes Teillastverhalten. Auf Grund der hohen Investitionskosten wird im Rahmen dieser Studie jedoch davon ausgegangen, dass diese Technologie bis zum Jahr 2020 keine für das Elektrizitätssystem relevante Verbreitung gefunden hat. Aufbauend auf dieser Basis wird davon ausgegangen, dass die Kosten und Emissionen, die sich durch die Regelung des Elektrizitätssystems ergeben, nicht deutlich niedriger ausfallen, wenn die Regelung vornehmlich durch dezentrale Technologie zur Verfügung gestellt wird. Es werden für die Analyse der zusätzlichen Kosten und Emissionen, die sich durch die Windeinspeisung ergeben, im Weiteren daher nur noch zentrale Erzeugungseinheiten betrachtet. Bei einer stärkeren Verbreitung dezentraler Anlagen, die bei gleichzeitiger Deckung des Wärmebedarfs auch ökologisch sinnvoll ist, sollten dezentrale Anlagen dennoch in die Regelung eingebunden werden. Einzelne Beispiele aus Deutschland z. B. bei der Saarenergie AG zeigen, dass eine Einbindung solcher Anlagen über einen Pool auch im Wettbewerb mit bestehenden Regelkapazitäten möglich ist. Eine detailliertere Analyse dieser neuen Möglichkeiten muss zukünftigen Arbeiten vorbehalten bleiben.

5.3.4 Entwicklung und Modellierung von zukünftigen Szenarien für Österreich und Deutschland (Task 3.4)

Auf Basis verschiedener Randbedingungen (Ausbaustufen für Wind, etc.) bzw. zusätzlicher Modellannahmen werden in einem ersten Schritt sowohl für Österreich als auch für Deutschland Szenarien bis zum Jahr 2020 erstellt, um einen Vergleich zwischen einem dominant hydraulisch (Österreich) bzw. thermisch (Deutschland) ausgerichteten Kraftwerkssystem durchzuführen. In einem zweiten Schritt erfolgen nun an dieser Stelle konkret die verschiedenen Modellläufe des Energiesystemmodells, deren Ergebnisse umfassend dokumentiert werden. Ausgewertet werden der windbedingte zusätzliche Bedarf an Minutenreserve und Ausgleichsenergie, sowie die damit verbundenen Kosten. Weiters wird die Netto-CO₂-Einsparung von Windenergie quantifiziert, basierend auf der Verdrängung von konventioneller Erzeugung und zusätzlichen Emissionen durch höheren Reservebedarf.

Die Ausgangsbasis bildet die Definition eines Baseline-Szenarios, von dem ausgehend Einflüsse verschiedener Randbedingungen untersucht werden. Das Baseline-Szenario geht von einer Entwicklung des Windausbaus in Österreich und Deutschland bis 2020 lt. dem in Kapitel 5.2.1 definierten BAU-Szenario aus, wobei bezüglich der Erzeugung ein mittleres Windjahr berücksichtigt wird. Der Windprognosefehler wird mit 13 % (Standardabweichung bezogen auf die installierte WEA-Leistung) für Österreich und 6,5 % für Deutschland angenommen, der Lastprognosefehler einheitlich mit 2 % (Standardabweichung bezogen auf die Lasthöhe im jeweiligen Stundenintervall). Die Aufteilung des zusätzlichen Minutenreservebedarfs auf verschiedene Kraftwerkstechnologien wird aus den Ergebnissen der Kraftwerkseinsatzsimulation abgeleitet. Sämtliche Annahmen sind in Tabelle 5.15 zusammengefasst.

Tabelle 5.15: Annahmen zum Baseline-Szenario für Österreich und Deutschland

<i>Baseline-Szenario</i>	Österreich	Deutschland
Windausbau	BAU-Szenario	
Winddargebot	mittleres Windjahr	
Windprognosefehler	$\sigma = 13\%$	$\sigma = 6,5\%$
Lastprognosefehler	$\sigma = 2\%$	
Aufteilung der zusätzlichen Minutenreserve		
Pumpspeicher	80	45
GuD	10	5
Steinkohle	0	15
Braunkohle	0	10
Gasturbinen	10	25

Entwicklung windbedingter Minutenreserve und Ausgleichsenergie

Da sowohl der Windprognose- als auch der Lastprognosefehler einen vernachlässigbaren Bias aufweisen, unterscheiden sich zusätzlicher positiver und negativer Minutenreservebedarf nur unwesentlich. In den folgenden Auswertungen erfolgt daher keine Unterscheidung. Gleiches gilt für den Abruf von Ausgleichsenergie, wobei die zusätzliche Ausgleichsenergie der Summe des Abrufs von positiver und negativer Reserve entspricht.

Für das Österreichische System ergibt sich ein zusätzlicher Minutenreservebedarf von 190 MW für das Jahr 2010 und 255 MW für das Jahr 2020 oder entsprechend rund 16,5 % der jeweils installierten WEA-Leistung. Die gleiche qualitative Entwicklung ist für den zusätzli-

chen Ausgleichsenergiebedarf zu erkennen, wobei im Jahr 2010 der windbedingte Bedarf bei 385 GWh/a und im Jahr 2020 bei 515 GWh/a liegt. Dies entspricht jeweils einem Anteil von rund 18 % der jährlichen WEA-Einspeisung (siehe Abbildung 7.43).

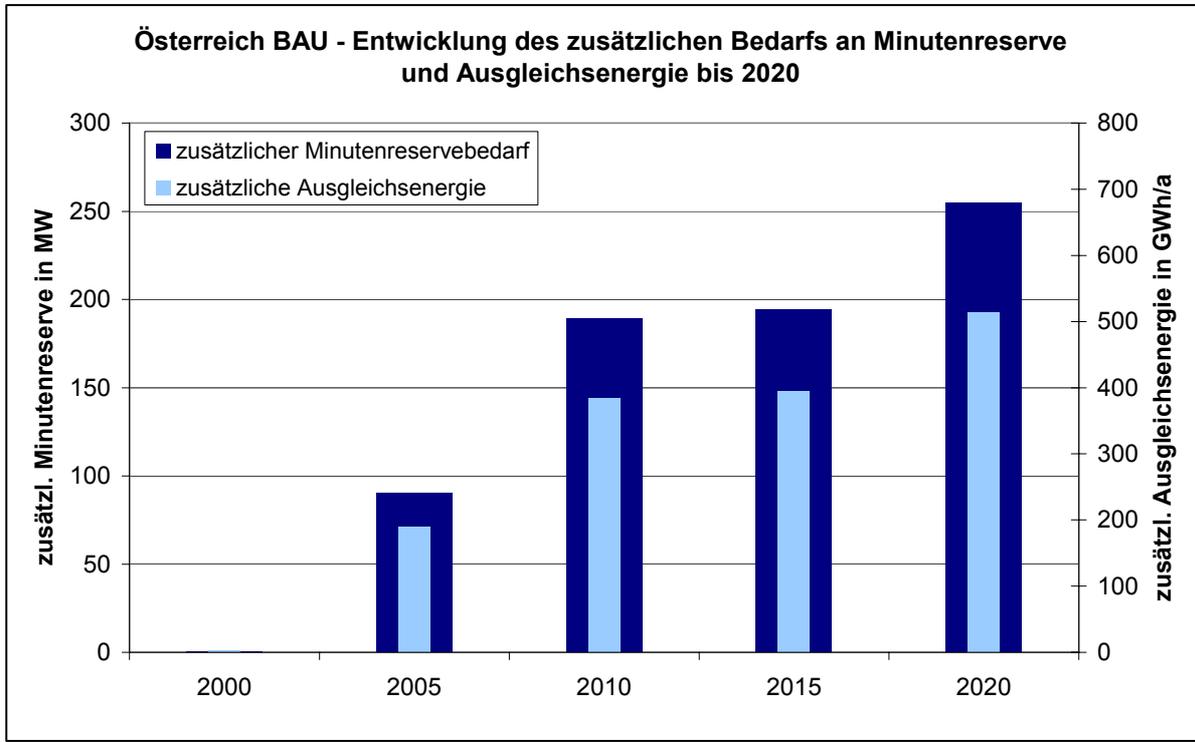


Abbildung 5.43: Entwicklung des windbedingten zusätzlichen Bedarfs an Minutenreserve und Ausgleichsenergie in Österreich bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario

Der windbedingte zusätzliche Minutenreservebedarf steigt im Baseline-Szenario für das deutsche elektrische Energieversorgungssystem, ausgehend von 1550 MW im Jahr 2005, auf 2530 MW im Jahr 2010 und auf über 6000 MW im Jahr 2020 an. Bezogen auf die installierte WEA-Leistung entspricht das einem Reservebedarf von 9 % (2005) bzw. 15,5 % (2020). Der windbedingte Ausgleichsenergiebedarf steigt, ausgehend von 5410 GWh/a im Jahr 2010, auf 13.300 GWh/a im Jahr 2020 an. Bezogen auf die WEA-Einspeisung entspricht das einem Anteil von 12 bzw. 13,5 % (siehe Abbildung 7.44).

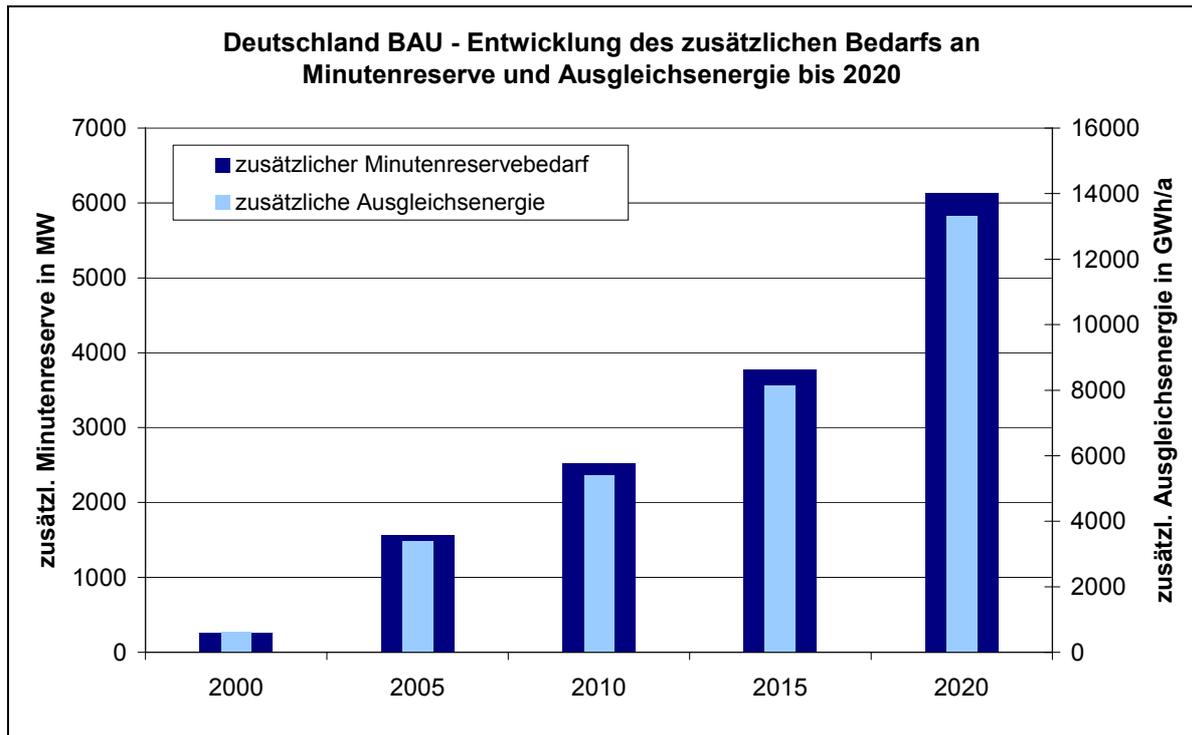


Abbildung 5.44: Entwicklung des windbedingten zusätzlichen Bedarfs an Minutenreserve und Ausgleichsenergie in Deutschland bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario

Entwicklung von Kosten und der Netto-CO₂-Einsparung

Basierend auf dem zusätzlichen Bedarf an Reserve und Ausgleichsenergie erfolgt unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Kraftwerkstechnologien die Allokation von windbedingten Kosten und CO₂-Emissionen. Die Netto-CO₂-Einsparung ergibt sich schließlich aus der Differenz aus Einsparung durch die Verdrängung von konventioneller Erzeugung und den beschriebenen zusätzlichen Emissionen durch windbedingten Reservebedarf.

Im Baseline-Szenario steigen die spezifischen Kosten der Reservehaltung in Österreich (bezogen auf die WEA-Einspeisung), ausgehend von 0,93 €/MWh im Jahr 2005, auf 1,29 €/MWh im Jahr 2020. In absoluten Zahlen ausgedrückt entsprechen diese Werte jährlichen Kosten von 1,1 bzw. 3,57 Mio. €.

Die Netto-CO₂-Einsparung durch WEA zeigt bezogen auf die WEA-Einspeisung eine fallende Tendenz. Die spezifischen Einsparungen liegen bei 0,74 tCO₂/MWh im Jahr 2005 und 0,48 tCO₂/MWh im Jahr 2020, was absoluten Werten von 0,91 bzw. 1,32 Mio. t/a entspricht (siehe Abbildung 7.45).

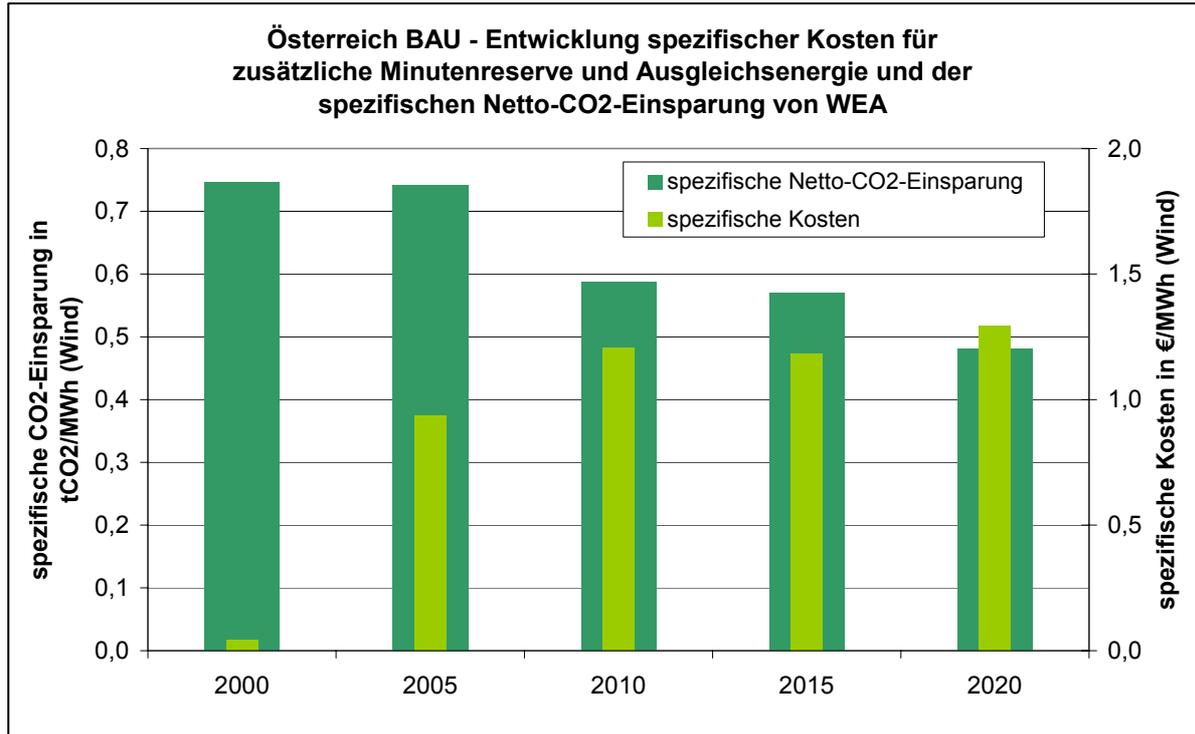


Abbildung 5.45: Entwicklung spezifischer Kosten für windbedingte Minutenreserve und Ausgleichsenergie und der spezifischen Netto-CO₂-Einsparung von WEA in Österreich bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario

Die spezifischen Kosten der windbedingten Reservehaltung liegen in Deutschland für das Baseline-Szenario bei moderatem Ausbau im Jahr 2000 in der Größenordnung von 1 €/MWh und steigen mit zunehmender Penetration auf 2,85 €/MWh. Dies entspricht jährlichen Kosten von 11,2 bzw. 282 Mio. €.

Die Entwicklung der spezifischen CO₂-Einsparung zeigt in Deutschland ebenfalls eine fallende Tendenz. Einsparungen von 0,88 tCO₂/MWh im Jahr 2000 stehen einem Wert von 0,67 tCO₂/MWh im Jahr 2020 entgegen. Die absoluten Einsparungen steigen von 9,3 Mio. tCO₂/a (2000) auf 31,7 (2010) bis 65,8 Mio. tCO₂/a im Jahr 2020 (siehe Abbildung 7.46).

Die Auswertungen für ambitionierten Windausbau bis 2020 (lt. BEST-Szenario) sind im Anhang 4 dargestellt.

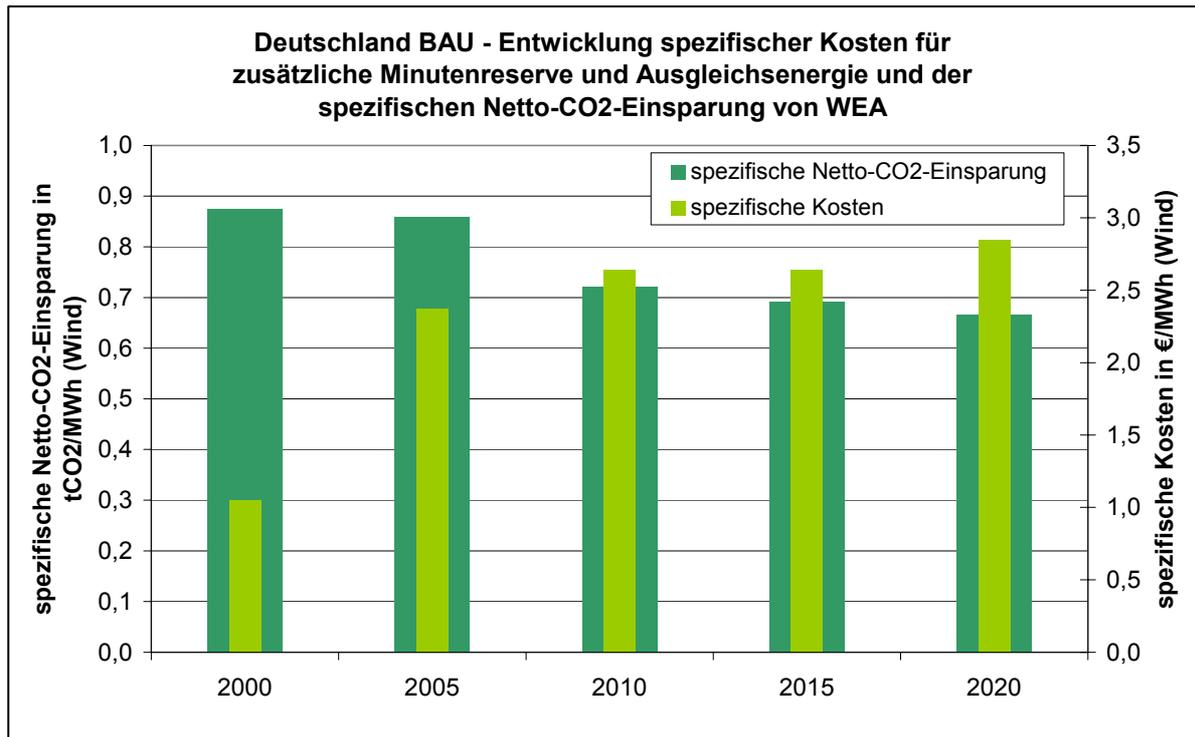


Abbildung 5.46: Entwicklung spezifischer Kosten für windbedingte Minutenreserve und Ausgleichsenergie und der spezifischen Netto-CO₂-Einsparung von WEA in Deutschland bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario

Zusätzliche Kosten und CO₂-Emissionen durch veränderte Fahrweise des Kraftwerksparks

Weiterhin entstehen durch häufigere Startvorgänge und Teillastbetrieb zusätzliche Kosten und CO₂-Emissionen im fahrplanmäßigen Betrieb. Diese werden über eine Reduktion des jährlichen Nutzungsgrades bestimmt, die von der Kraftwerkstechnologie sowie der jährlichen Auslastung abhängig ist (Details der Methode siehe Geiger 2004). Die höchsten Kosten entstehen bei einer geringeren Auslastung von Braunkohlekraftwerken, weniger Auswirkung hat eine Reduktion der Auslastung bei erdgasbetriebenen Kraftwerken.

Diese Kosten belaufen sich für das österreichische System auf ca. 0,5 €/MWh(Wind), die vornehmlich durch eine reduzierte Auslastung von Gaskraftwerken im fahrplanmäßigen Betrieb entstehen. Durch die Anpassung der Technologien an die gestiegenen Anforderungen für das Startverhalten und eine stärkere Verbreitung von erdgasbetriebenen Kraftwerken bleiben die Kosten für die veränderte Fahrweise des Kraftwerksparks auch bei einer steigenden Winddurchdringung relativ konstant bzw. sind z. T. sogar leicht rückläufig.

In Deutschland liegen die zusätzlichen Kosten durch eine veränderte Fahrweise zwischen 0,65 €/MWh(Wind) und 0,85 €/MWh(Wind). In Deutschland werden diese Kosten insbesondere durch reduzierte Auslastung von Stein- und Braunkohlenkraftwerken verursacht. Mit der steigenden Verdrängung von Gaskraftwerken steigt der Einfluss dieser Kraftwerke auf die zusätzlichen Kosten durch geringere Auslastung. Auch hier zeigen sich, bezogen auf die eingespeiste Windenergie, leicht rückläufige spezifische Kosten, da eine Verdrängung von Gaskraftwerken geringere Rückwirkungen auf den Nutzungsgrad dieser Kraftwerke hat.

Bei der Bilanzierung der CO₂-Emissionen ergeben sich durch eine Verschlechterung der Nutzungsgrade der Kraftwerke Mehremissionen, die den CO₂-Einsparfaktor für die Windenergie im Durchschnitt zwischen 3 und 6 % reduzieren. Für einzelne Technologien können sich die Einsparfaktoren auch stärker reduzieren. Die Verdrängung einer Kilowattstunde Steinkohlestrom liegt damit z. B. im Jahr 2010 in Österreich nicht mehr bei 831 g CO₂/kWh, sondern bei 776 g CO₂/kWh.

Sensitivitätsanalysen

An dieser Stelle sollen die Auswirkungen von Einflussparametern auf Reservebedarf und Kosten in Form von Szenarien abgebildet werden. Eine ausführliche Diskussion der Ergebnisse erfolgt im folgenden Kapitel 5.4.

Faktoren, die den zusätzlichen Bedarf an Minutenreserve und Ausgleichsenergie beeinflussen und in der Simulation abgebildet werden, sind der Windprognose- und der Lastprognosefehler, sowie das jährliche Winddargebot. Eine Verringerung des Lastprognosefehlers führt zu höherem windbedingtem Reservebedarf, da Ausgleichseffekte abnehmen. Der Einfluss im Rahmen der zu erwartenden Verbesserung der Lastprognose ist jedoch nicht wesentlich. Gleiches gilt für das Winddargebot, welches jährlichen Schwankungen unterworfen ist. Bei der Windprognose hingegen ist sowohl für Österreich als auch für Deutschland mit Qualitätsverbesserungen in den nächsten Jahren zu rechnen, weshalb eine Analyse sinnvoll erscheint.

Direkten Einfluss auf die Kosten der Reservevorhaltung und dessen Abruf hat die Zusammensetzung des Kraftwerksparks, der für diese Systemdienstleistung vorgesehen wird. Eine Änderung dieser Zusammensetzung kann sich zukünftig durch vermehrte Netzengpässe ergeben, wodurch günstige Technologien nur in beschränktem Ausmaß zur Reservehaltung zur Verfügung stehen. Weiters beeinflusst wird das Portfolio offensichtlich durch die zukünftige Entwicklung von Kapazitäten, die in erster Linie von der Entwicklung der Preise fossiler Brennstoffe abhängig ist. Eine Variation der Aufteilung des zusätzlichen Reservebedarfs soll über den Einfluss auf die resultierenden Kosten Aufschluss geben.

Windprognosefehler

Ausgehend vom Referenzwert im Baseline-Szenario wird die Entwicklung des Minutenreservebedarfs und der damit verbundenen Kosten für geringere Werte des Windprognosefehlers (angegeben als Standardabweichung bezogen auf die installierte WEA-Leistung) ausgewertet.

Für das österreichische System bewirkt eine Reduktion des Windprognosefehlers von derzeit rund 13,5 % auf 9,5 % einen um rund ein Drittel niedrigeren windbedingten Minutenreservebedarf. Für einen Prognosefehler von 6,5 % sinkt dieser sogar um zwei Drittel. Für das Jahr 2020 sinkt damit der windbedingte Minutenreservebedarf von 255 MW auf 165 bzw. 85 MW (siehe Abbildung 7.47). Der windbedingte Ausgleichsenergiebedarf sinkt für die untersuchten Szenarien in gleichem Ausmaß wie die Minutenreserve.

Bezüglich der Kosten für Reservevorhaltung und Ausgleichsenergie ergeben sich dadurch bei Verbesserung der Windprognose wesentliche Einsparungen. Im Jahr 2020 sinken die spezifischen Kosten, ausgehend von 1,3 €/MWh, auf 0,85 bzw. 0,4 €/MWh WEA-

Einspeisung für Prognosefehler von 9,5 bzw. 6,5 %. Dies entspricht ebenfalls einer Reduktion um ein bzw. zwei Drittel, bezogen auf das Referenzszenario (siehe Abbildung 7.48).

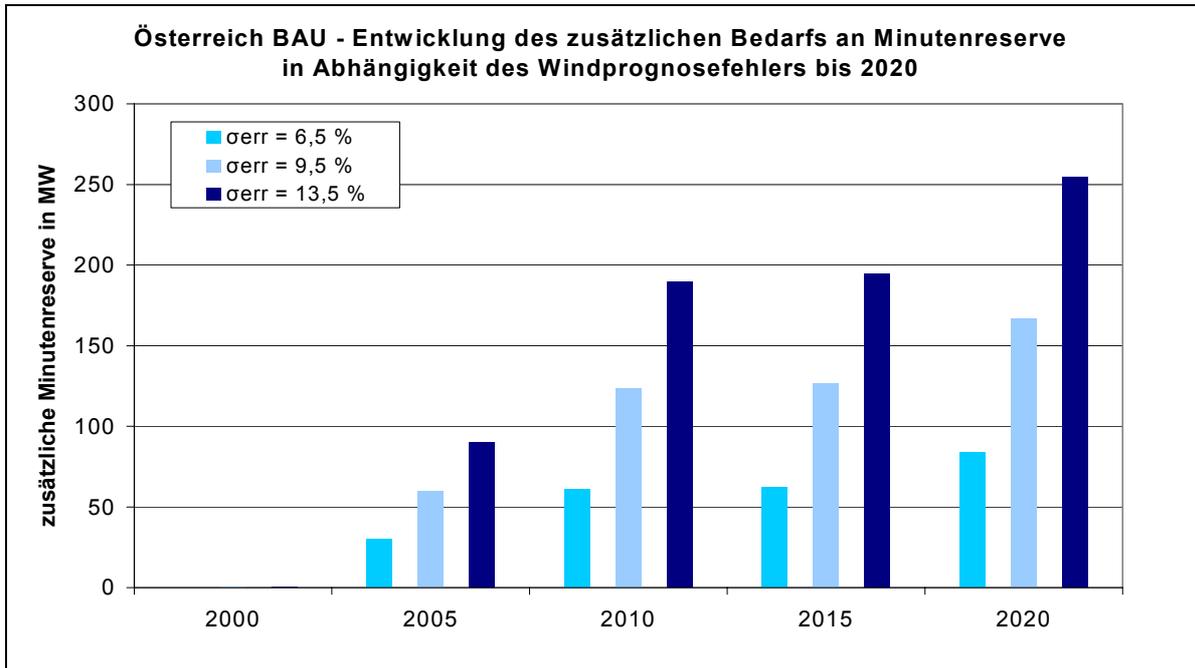


Abbildung 5.47: Entwicklung des zusätzlichen windbedingten Minutenreservebedarfs in Abhängigkeit des Windprognosefehlers in Österreich bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario

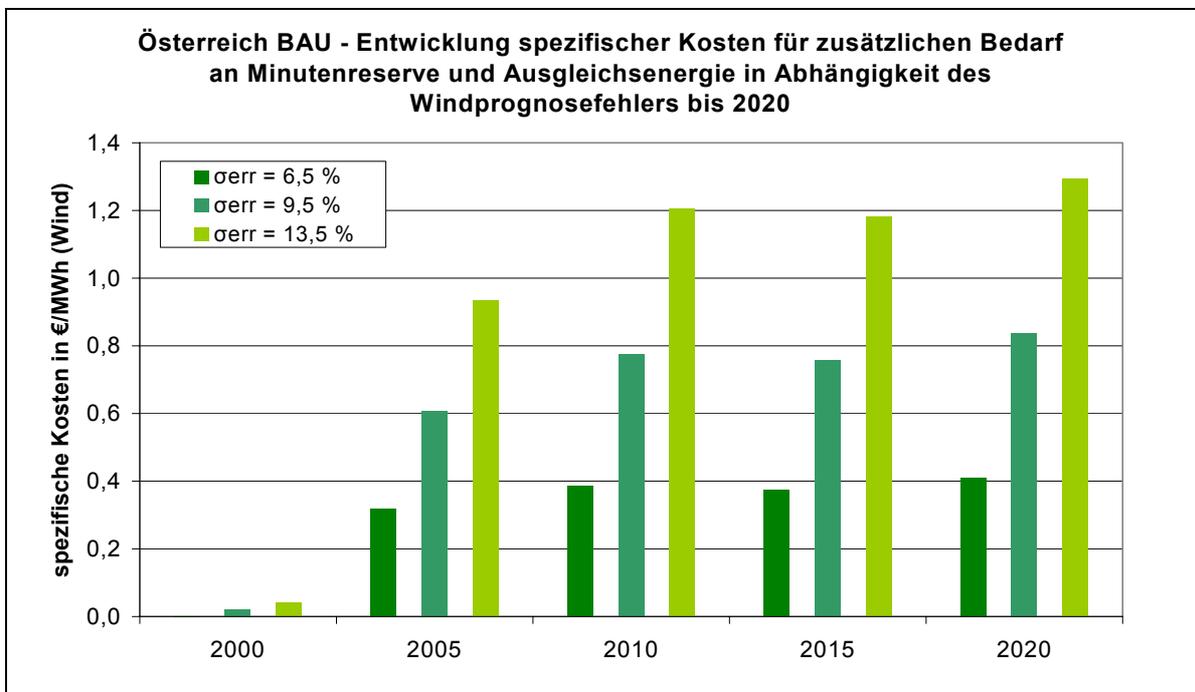


Abbildung 5.48: Entwicklung spezifischer Kosten für zusätzlichen Bedarf an Minutenreserve und Ausgleichsenergie in Abhängigkeit des Windprognosefehlers in Österreich bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario

Für das deutsche System sind die untersuchten Verbesserungen der Windprognose ebenfalls mit geringerem Reservebedarf und geringeren Kosten verbunden. Sinkt der Windprognosefehler von derzeit 6,5 % auf 5,5 %, reduziert sich der windbedingte Minutenreservebedarf um rund 30 %. Eine Verbesserung des Windprognosefehlers auf 4 % bewirkt eine Reduktion des Minutenreservebedarfs um mehr als die Hälfte. Für das Jahr 2020 sinkt damit der Minutenreservebedarf von 6150 MW auf 4500 MW für einen Windprognosefehler von 5,5 %, was durchaus einem realistischen Wert entspricht¹⁸ (siehe Abbildung 7.49).

Die spezifischen Kosten für windbedingte Minutenreserve und Ausgleichsenergie fallen, ausgehend von 2,85 €/MWh, auf 2,1 bzw. 1,3 €/MWh bei einem Windausbau lt. BAU-Szenario für das Jahr 2020. Dies entspricht einem Rückgang von 30 bzw. 50 % des Ausgangswertes (siehe Abbildung 7.50).

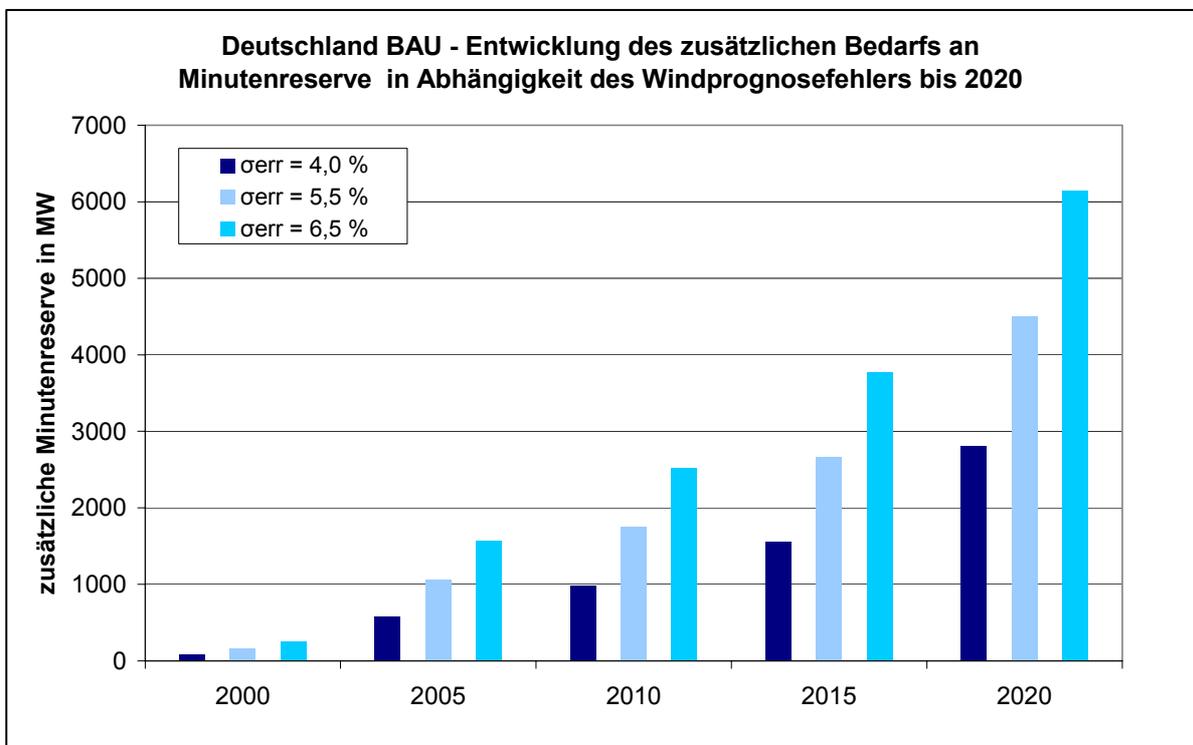


Abbildung 5.49: Entwicklung des zusätzlichen windbedingten Minutenreservebedarfs in Abhängigkeit des Windprognosefehlers in Deutschland bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario.

¹⁸ In der DENA-Studie wird eine Standardabweichung der Windprognose von 5,9% für das Jahr 2015 angenommen (vgl. DENA et al (2005), S. 253).

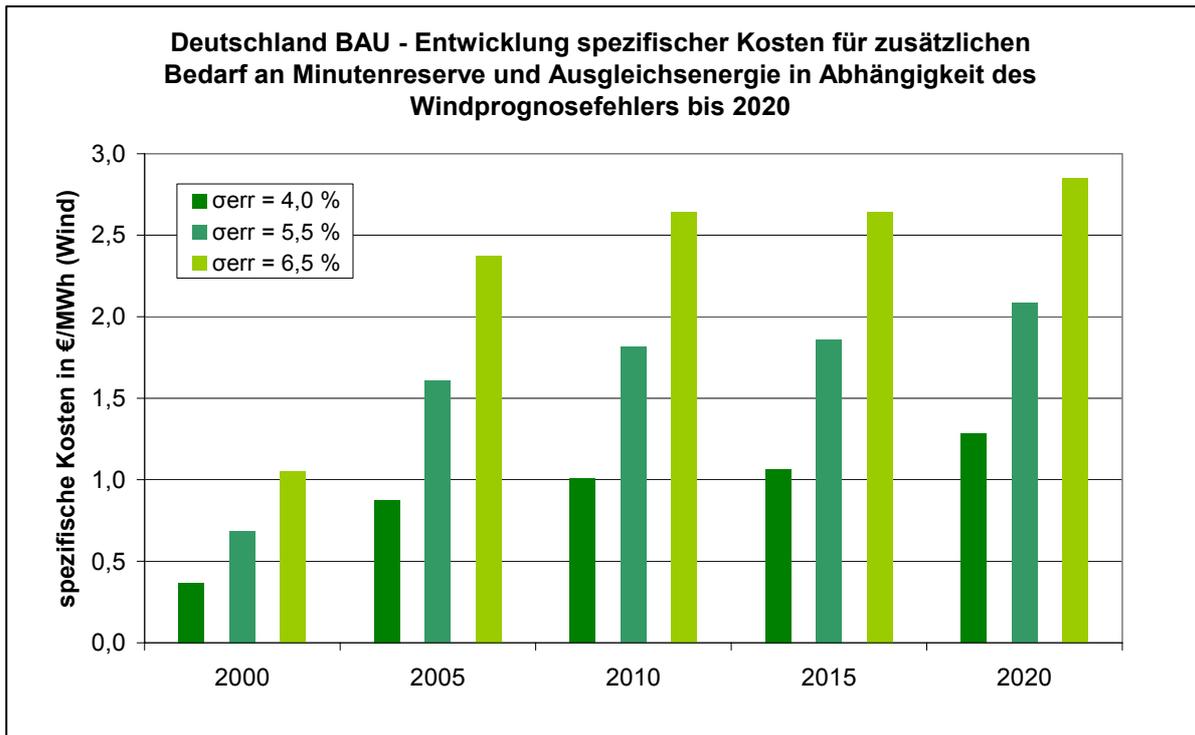


Abbildung 5.50: Entwicklung spezifischer Kosten für zusätzlichen Bedarf an Minutenreserve und Ausgleichsenergie in Abhängigkeit des Windprognosefehlers in Deutschland bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario

Netzengpässe bzw. Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten

An dieser Stelle soll der Einfluss des zur Reservehaltung zur Verfügung stehenden Kraftwerksparks auf die Reservehaltungskosten abgebildet werden. Damit kann die Auswirkung von Netzengpässen sowie die zukünftige Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten abgebildet werden. Wie schon in Sub-Task 2 in Kapitel 5.3.3 angedeutet, kann aus den Ergebnissen der durchgeführten Lastflussanalysen nicht auf die zeitliche Verfügbarkeit von Kraftwerken zur Reservehaltung geschlossen werden. Die in Folge dargestellten Szenarien beziehen sich daher nicht auf konkrete Auswirkungen der Windintegration auf das Netz. Sie sollen lediglich die Auswirkung auf die Kostenentwicklung verdeutlichen, wenn günstige Kapazitäten begrenzt zur Verfügung stehen. Für Österreich und Deutschland wird dazu die Aufteilung der Kraftwerkstechnologien, ausgehend vom Referenzszenario, wie in Tabelle 5.16 und Tabelle 5.17 dargestellt variiert.

Tabelle 5.16: Aufteilung der zusätzlichen Minutenreserve auf Kraftwerkstechnologien in Österreich.

Österreich - Aufteilung der zusätzlichen Minutenreserve in %			
Kraftwerkstyp	keine Engpässe	Szenario 1	Szenario 2
Pumpspeicher	80	60	40
GuD	10	20	20
Steinkohle	0	0	20
Braunkohle	0	0	0
Gasturbinen	10	20	20

Tabelle 5.17: Aufteilung der zusätzlichen Minutenreserve auf Kraftwerkstechnologien in Deutschland.

Deutschland - Aufteilung der zusätzlichen Minutenreserve in %			
Kraftwerkstyp	keine Engpässe	Szenario 1	Szenario 2
Pumpspeicher	45	30	15
GuD	5	10	10
Steinkohle	15	20	25
Braunkohle	10	10	15
Gasturbinen	25	30	35

Für die österreichischen Szenarien wird der Anteil der dominant eingesetzten Pumpspeicher ausgehend von 80 % im Baseline-Szenario reduziert. Es erfolgt vorerst eine Verschiebung der Anteile hin zu Gasturbinen und GuD-Anlagen, in Szenario 2 stellen weiters Steinkohlekraftwerke 20 % der zusätzlichen Minutenreserve.

Während eine Verschiebung von Pumpspeichern auf Gaskraftwerke zu keiner wesentlichen Erhöhung der Reservehaltungskosten führt, ist die Kostensteigerung bei Einbindung von Steinkohlekraftwerken zur Reservevorhaltung beträchtlich. Die spezifischen Kosten steigen in diesem Extremszenario um über 80 % auf 2,4 €/MWh im Jahr 2020 (siehe Abbildung 5.51).

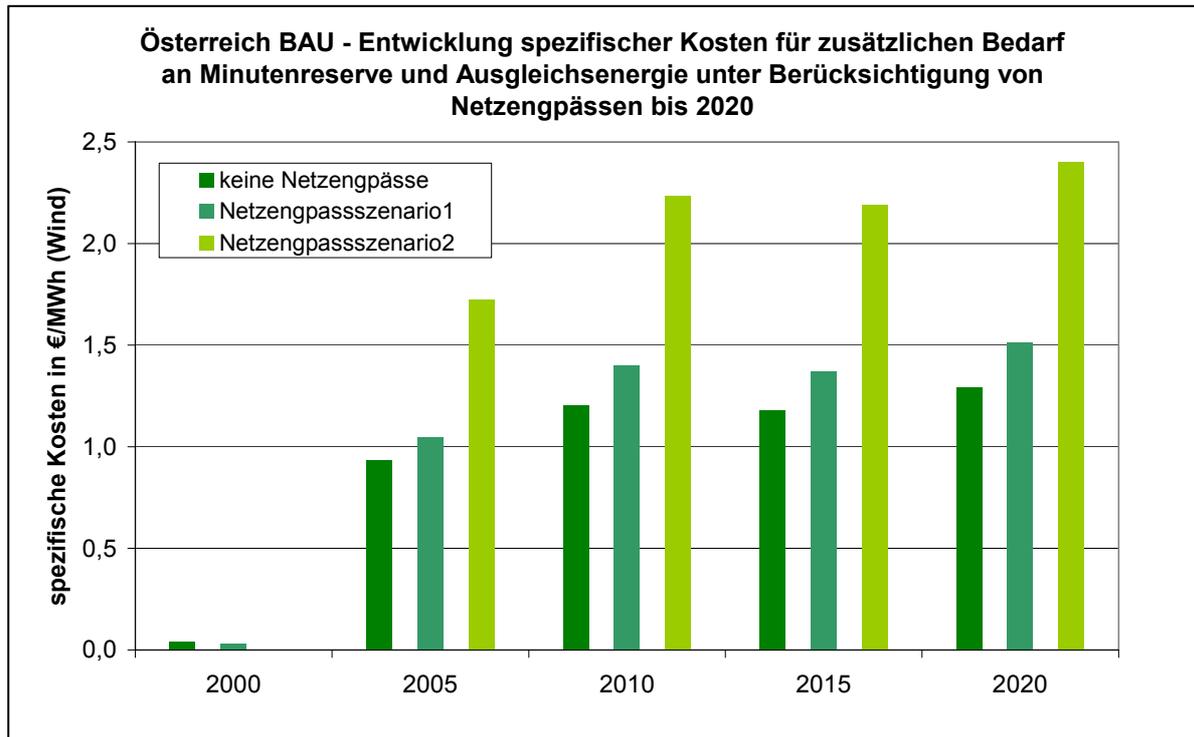


Abbildung 5.51: Entwicklung spezifischer Kosten für windbedingten Bedarf an Minutenreserve und Ausgleichsenergie für verschiedene Aufteilungen der Reserve auf die zur Verfügung stehenden Kraftwerkstechnologien in Österreich. Annahmen lt. Tabelle 5.16

Für das deutsche System erfolgt ebenfalls eine Reduktion des Anteils von Pumpspeicherkraftwerken, wobei die Verschiebung in Szenario 1 gleichmäßig in Richtung Steinkohle-,

GuD-, und Gasturbinenkraftwerken erfolgt. Die Kostensteigerung beträgt für dieses Szenario rund 15 %, was einer moderaten Erhöhung entspricht. Bei weiterer Reduktion der vorgehaltenen Reserveleistung von Pumpspeichern auf 15 % der Minutenreserve und zunehmendem Einsatz von Braun- und Steinkohlekraftwerken beträgt die Kostenzunahme immerhin gut 40 % (siehe Abbildung 7.52). Bei hohen Windausbauraten stehen in Teillast betriebene Kraftwerkskapazitäten zu manchen Zeiten nur noch begrenzt zur Verfügung, so dass es zu einem verstärkten Einsatz von Gaskraftwerken als Reservekraftwerken kommt.

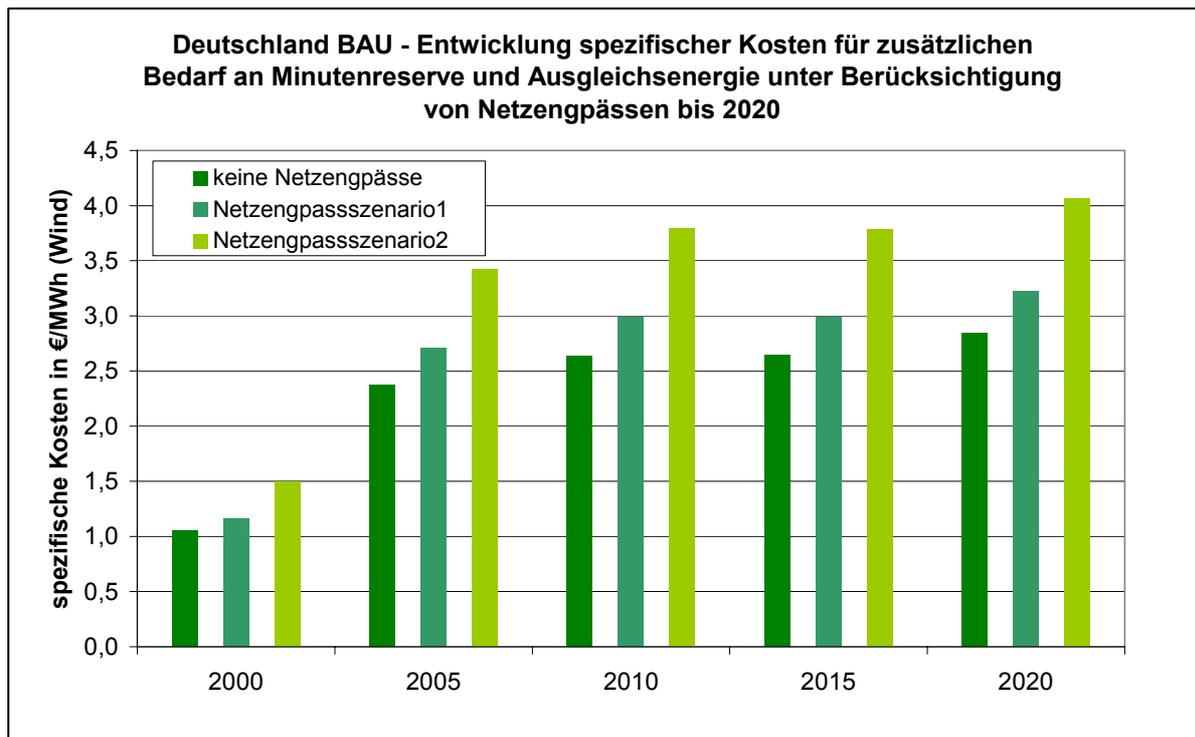


Abbildung 5.52: Entwicklung spezifischer Kosten für windbedingten Bedarf an Minutenreserve und Ausgleichsenergie für verschiedene Aufteilungen der Reserve auf die zur Verfügung stehenden Kraftwerkstechnologien in Österreich. Annahmen lt. Tabelle 5.17

5.4 Diskussion der Ergebnisse bei verschiedenen Szenarien der Windintegration in Österreich und Deutschland (AP 4)

5.4.1 Analyse der zusätzlichen Kosten für Reservehaltung und Ausgleichsenergie (Task 4.1)

Die zusätzlichen Kosten für Reservehaltung und Ausgleichsenergie werden neben der Zusammensetzung des Kraftwerksparks wesentlich vom zusätzlichen Bedarf an Minutenreserve bestimmt. Daher werden vorerst die in Consentec et al. (2003) und DEWI et al. (2005) dargestellten Auswirkungen der WEA-Einspeisung auf die Reservevorhaltung mit den eigenen Simulationsergebnissen verglichen. Um einen konsistenten Vergleich zu ermöglichen, wird der zusätzliche Minutenreservebedarf jeweils in Abhängigkeit der installierten WEA-Leistung dargestellt.

Zusätzlicher Minutenreservebedarf

Ein Vergleich der Ergebnisse für Österreich zeigt, dass die in Consentec et al. (2003) abgebildete Entwicklung des Minutenreservebedarfs für einen Windprognosefehler von 12 % in der Größenordnung der eigenen Simulationsergebnisse liegt (siehe Abbildung 7.53). Auffallend ist der stärker progressiv ansteigende Bedarf im Consentec-Szenario. Dieser Unterschied kommt offensichtlich dadurch zustande, dass bei den eigenen Modellrechnungen der zukünftige Anstieg der Nachfrage berücksichtigt wird, was bei gleich bleibender Lastprognosegüte zu einem moderateren Anstieg führt. Der Zusammenhang zwischen Minutenreservebedarf und installierter WEA-Leistung wird also einerseits durch die Entwicklung der Nachfrage und andererseits durch die Entwicklung des Windprognosefehlers beeinflusst. Werden diese beiden Parameter als konstant angenommen, ergibt sich eine überproportionale Zunahme mit steigendem Windausbau.

Der eben beschriebene Zusammenhang ist gut in der in Abbildung 7.54 dargestellten Prognose der DENA-Studie zu erkennen. Hier wird nämlich ein Rückgang der Standardabweichung des Windprognosefehlers von ursprünglich 7,3 % auf 5,9 % angenommen und weiters die zukünftige Nachfrageentwicklung abgebildet. Die Ergebnisse weisen bei vergleichbaren Randbedingungen eine sehr gute Übereinstimmung auf.

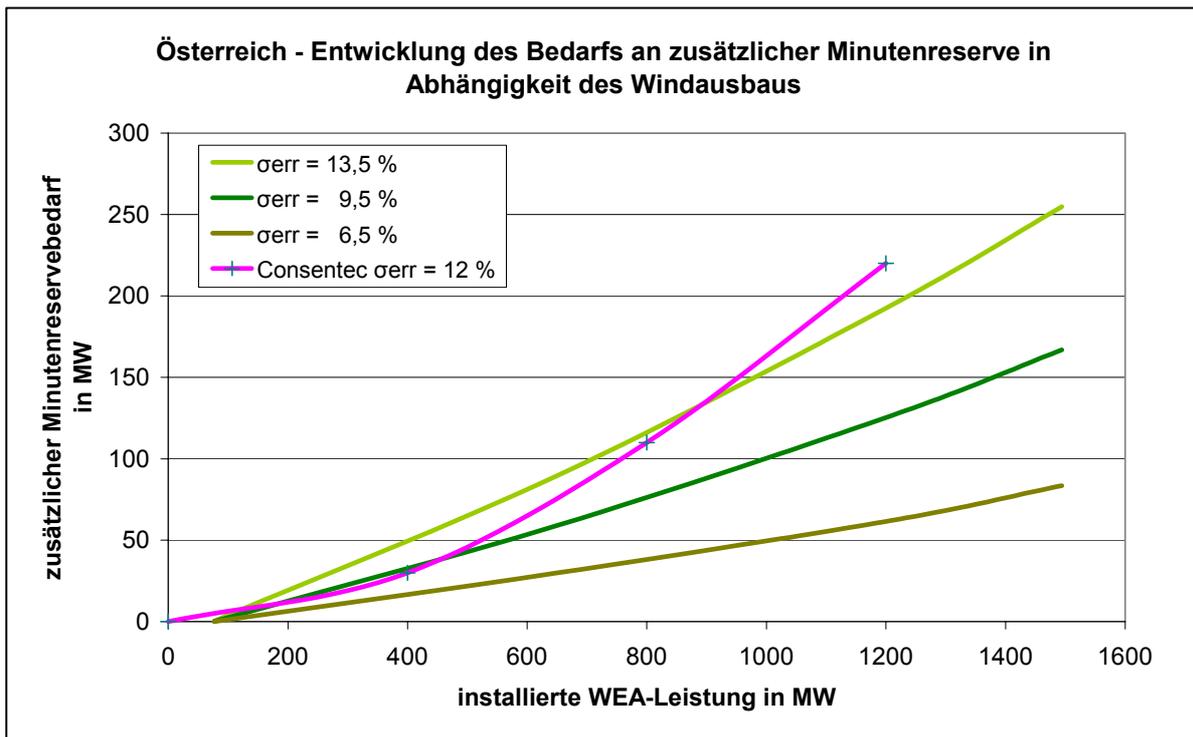


Abbildung 5.53: Gegenüberstellung der Ergebnisse zum zusätzlichen Minutenreservebedarf durch Windintegration in Österreich lt. Consentec et al. (2003) mit jenen aus eigenen Modellrechnungen

Die Abbildung des Minutenreservebedarfs führt also auch bei unterschiedlichen Ansätzen der Modellierung zu vergleichbaren Ergebnissen. Der Vollständigkeit halber soll an dieser Stelle festgehalten werden, dass in der DENA-Studie im Gegensatz zum eigenen Modell auch die Beeinflussung der Stundenreserve analysiert wird. Diese Reserveart ist ein Spezifikum des deutschen Versorgungssystems und wird durch die moderaten Leistungsgradienten

und gute kurzfristige Prognostizierbarkeit der WEA-Einspeisung gerechtfertigt. Der gesamte Reservebedarf ist zwar bei Aufteilung in Minuten- und Stundenreserve höher, doch kann die weniger zeitkritische Stundenreserve im Allgemeinen zu geringeren Kosten vorgehalten werden.

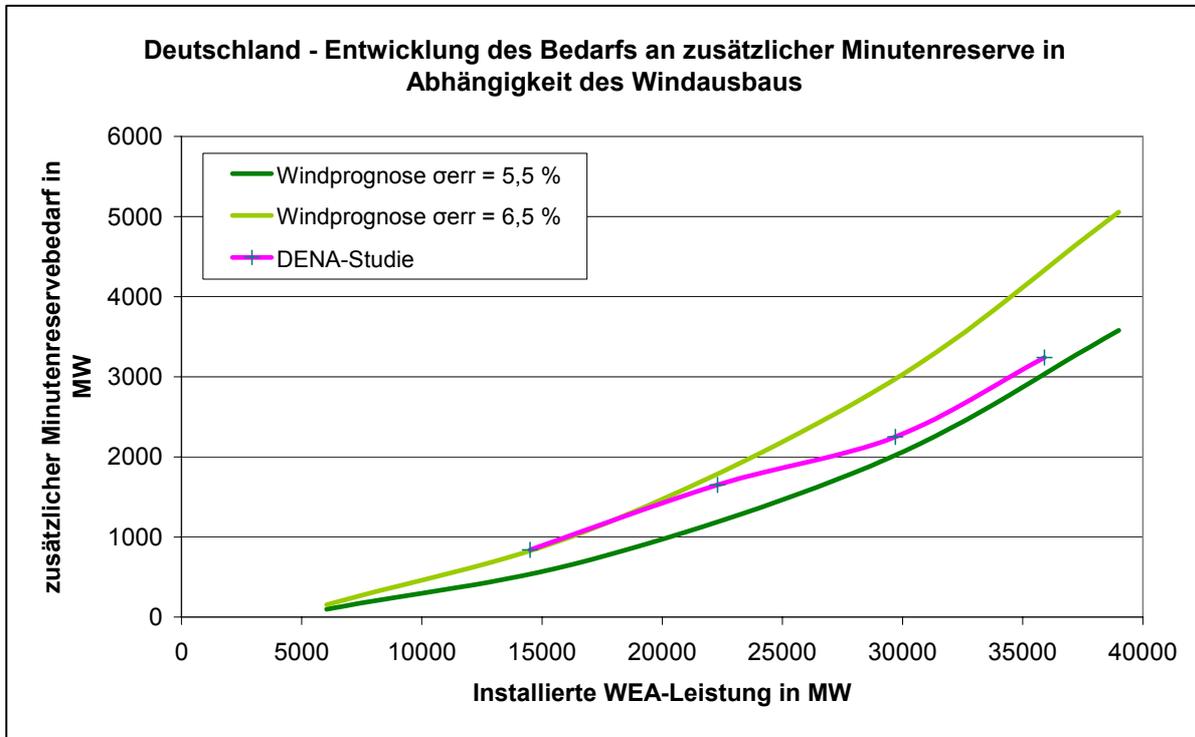


Abbildung 5.54: Gegenüberstellung der Ergebnisse zum zusätzlichen Minutenreservebedarf durch Windintegration in Deutschland lt. DEWI et al. (2005) mit jenen aus eigenen Modellrechnungen

Kosten für zusätzlichen Minutenreservebedarf

Ein Vergleich der Kosten der eigenen Simulation mit den bereits für Österreich und Deutschland veröffentlichten ist nicht sinnvoll bzw. möglich, da in Consentec et al. (2003) Kosten auf historischen Marktpreisen der APCS für Minutenreserve und Ausgleichsenergie ermittelt werden, jedoch beim vorliegenden Modell ein kostenbasierter Ansatz gewählt wird und in DEWI et al. (2005) die Kosten für Minutenreservebedarf und Ausgleichsenergie nicht gesondert ausgewiesen werden.

An dieser Stelle erfolgt eine umfassende Diskussion der eigenen Ergebnisse, wobei auf Unterschiede des deutschen und österreichischen Kraftwerkssystems und dessen Entwicklung, sowie auf die Auswirkung des Windprognosefehlers eingegangen wird.

Die spezifischen Kosten für windbedingten Minutenreserve- und Ausgleichsenergiebedarf steigen mit steigendem Windausbau, wobei es bei hohen Ausbauraten zu einer Sättigung kommt. Im Jahr 2020 ergeben sich bei gleich bleibendem Windprognosefehler für Österreich spezifische Kosten von rund 1,3 €/MWh bei einem Anteil der WEA-Einspeisung von 3,9 % des gesamten Endenergieverbrauchs. Für eine Windpenetration von 18,1 % liegen die spezifischen Kosten in diesem Zeithorizont für Deutschland mit rund 2,9 €/MWh wesentlich höher. Ein Vergleich der Kosten bei annähernd gleichem Grad des Windausbaus von 8 % zeigt,

dass die spezifischen Kosten in Österreich um etwa 25 % unter jenen für das deutsche Energieversorgungssystem liegen. Dies verdeutlicht die Auswirkung der Zusammensetzung des Kraftwerkssystems, welches in Österreich durch einen hydro-thermischen Verbund gekennzeichnet ist, während in Deutschland ein dominant thermisches System vorliegt. Der Kostenvorteil für Reservevorhaltung in Österreich ist hauptsächlich durch die Verfügbarkeit von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken gegeben. Deutlicher wird dieser Vorteil, wenn die spezifischen Kosten der Reservehaltung bei gleichem Windprognosefehler von 6,5 % verglichen werden. Moderate Kosten von 0,4 €/MWh für Österreich stehen 2,4 €/MWh für das deutsche System gegenüber.

Der Windprognosefehler beeinflusst also den Reservebedarf und damit auch die damit verbundenen Kosten wesentlich. Während in Deutschland mit meteorologischen Prognosemodellen derzeit Standardabweichungen von 6,5 % erreicht werden, liegt der Prognosefehler in Österreich mit rund 13,5 % deutlich über diesem Wert. Dies ist einerseits durch die größere geografische Konzentration der Windstandorte und damit verbunden stärkeren Schwankungen der WEA-Einspeisung zu erklären. Andererseits werden für die Windprognose in der Ökobilanzgruppe noch keine meteorologischen Modelle eingesetzt. Die Modellrechnungen zeigen, dass Verbesserungen der Prognose zu wesentlichen Kosteneinsparungen führen. In Österreich lassen sich die jährlichen Kosten der zusätzlichen Reservevorhaltung durch eine Verbesserung der Prognosegüte von 13,5 auf 9,5 % um über 30 % senken, was bei einem Windausbau von 1500 MW einer jährlichen Kosteneinsparung von 1,25 Mio. € entspricht. In Deutschland bringt eine Reduktion des Prognosefehlers von derzeit 6,5 auf 5,5 % ebenfalls eine Kosteneinsparung von rund 30 % oder jährlich 76 Mio. €.

Bei vermehrt auftretenden Netzengpässen und damit verbundener Einschränkung der Pumpspeicher-Kapazitäten zum Leistungsausgleich steigen die Kosten der Reservehaltung im Netzengpassszenario 1 um 10–15 %, wobei die fehlende Reserve mit Gasturbinen und GuD-Anlagen bereitgestellt wird. Dieses Szenario scheint realistisch, wenn der Bau der Steiermarkleitung weiterhin verzögert wird. Ein ähnlicher Effekt ist bei geringerer Verfügbarkeit von Pumpspeicherkapazitäten für das deutsche System zu beobachten. Zur Erhöhung der Reservehaltungskosten kann es zukünftig vor allem in Deutschland durch einen verstärkten Ausbau von Kohlekapazitäten kommen, was einem Gas-Hochpreisszenario entsprechen würde.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die mit dem kostenbasierten Ansatz simulierten zusätzlichen Kosten auch bei hohen Windpenetrationen für Deutschland mit knapp 3 €/MWh, verglichen zu den in Consentec et al. (2003) bzw. von E.ON dargestellten Werten, moderat ausfallen. Es ist jedoch anzunehmen, dass sich die Kosten z.B. der Ökobilanzgruppe zukünftig diesen simulierten Werten zunehmend annähern werden, da bereits in diesem Jahr ein verbessertes Clearingpreismodell zur Anwendung kommt und auch die Veröffentlichung des Regelzonenzustandes zu einer Senkung der Ausgleichsenergiepreise führen wird. Weiters ist ein wesentliches Potenzial an Kosteneinsparung durch eine Verbesserung des Prognosemodells möglich. Zusätzliche Kosten, die durch eine veränderte Fahrweise des Kraftwerkbetriebs entstehen, werden in Kapitel 7.4.3 erläutert.

5.4.2 Diskussion der Sozialisierung sämtlicher zusätzlicher Systemkosten (Task 4.2)

Status quo der Sozialisierung der windbedingten Systemkosten

Netzanschlusskosten

Für den Netzanschluss zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt muss entsprechend den derzeitigen gesetzlichen Bestimmungen für Erneuerbare Energien in allen Ländern Europas grundsätzlich der Windparkbetreiber aufkommen¹⁹. Daher werden die Kosten für die Netzanbindung an das existierende Übertragungs- und Verteilnetz durchwegs als Teil der Gesamtinvestitionen betrachtet und auch angegeben.

Der Windparkbetreiber wählt offensichtlich den aus seiner Sicht wirtschaftlichsten Standort, der einerseits natürlich durch gute Windverhältnisse, andererseits aber auch durch eine bestehende Netzinfrastuktur in Standortnähe bestimmt ist. Auf diese Weise kann es vorkommen, dass ein Standort mit geringerem Ertrag einem aus energetischer Sicht besseren vorgezogen wird, da aufgrund der günstigeren Anschlussbedingungen diese Lösung für den Windparkbetreiber profitabler ist.

Werden die Netzanschlusskosten dem System zugeschrieben, kann ein „Repowering“²⁰ der Anlage bei der Abschreibung der Anbindung berücksichtigt werden, da der Anschluss bei entsprechender Auslegung über die Lebensdauer der WEA hinaus benutzt werden kann. Die Abschreibungszeit der Anbindung kann in diesem Fall mit 30 bis 40 Jahren angenommen werden, statt den derzeit üblichen Werten zwischen 13 und 20 Jahren, wodurch die Windenergieanlagen (WEA) und die Anbindung gleich behandelt werden. Durch diese Differenzierung der Abschreibung fallen die auf die Winderzeugung bezogenen Gesamtkosten geringer aus. Weiters ist dadurch gewährleistet, dass die Standortwahl auch aus volkswirtschaftlicher Sicht optimal erfolgt d.h., dass nur die besten Standorte ausgebaut werden.

Der Netzanschluss ist für Offshore-Anlagen aufgrund der längeren Distanzen und schwierigeren Bedingungen wesentlich kostenintensiver als an Land. Im Zusammenhang mit den geplanten umfangreichen Ausbauvorhaben für Offshore-Anlagen in Europa in den nächsten 10 bis 20 Jahren stellt sich die Frage, ob die derzeitigen Bestimmungen einen sicher notwendigen koordinierten Ausbau des Küsten- und auch Seenetzes ermöglichen. Hier entsteht wiederum ein Zielkonflikt zwischen der Wirtschaftlichkeit aus Sicht des Betreibers und jener aus Sicht des Gesamtsystems. Deshalb kann es sinnvoll sein, die Netzanbindung als Systeminfrastruktur zu betrachten, die der Netzbetreiber zur Verfügung stellt und über Systemnutzungsentgelte vergütet. Bei diesem Ansatz wäre beispielsweise ein koordinierter Ausbau des UCTE-Netzes in küstennahen Regionen mit Windpotenzial denkbar, der den Netzanschluss von großen WEA-Leistungen ermöglicht.

Die Lösung der Netzanschlussfrage wird somit einen wesentlichen Einfluss auf die zukünftige Entwicklung der Offshore-Kapazität haben und auch bald zur Diskussion stehen.

¹⁹ vgl. dazu beispielsweise die Neuauflage des deutschen Erneuerbaren Energie Gesetzes vom 21. Juli 2004, § 13 Abs. 1 (EEG 2004).

²⁰ Unter „Repowering“ versteht man das Ersetzen von WEA am Ende deren Lebensdauer durch neue, meist leistungsstärkere Anlagen.

Netzerweiterungskosten

Der Aspekt der Netzerweiterung betrifft grundsätzlich die Entwicklung des gesamten Systems und ist nicht auf die Integration einer speziellen Erzeugungstechnologie beschränkt. Bei Änderung des Verbrauchs und dessen Verteilung im System, sowie bei Anschluss eines neuen Kraftwerks ändern sich die bestehenden Lastflüsse, wodurch eine Verstärkung des Netzes notwendig sein kann oder aber auch zusätzliche Netzkapazität geschaffen wird. Weiters wird die Belastung der Übertragungsnetze zunehmend durch die stetig steigenden internationalen Transite bestimmt.

Dezentrale Erzeugungseinheiten haben bei entsprechender Standortwahl das Potenzial, Netzbelastungen und auch Übertragungsverluste zu senken. Dies trifft für WEA kaum zu, da die Standorte wie schon erwähnt an Regionen mit entsprechend guten Windverhältnissen gebunden sind. Bei hohen Windausbauraten und regional konzentrierten Standorten abseits der Lastzentren kann der notwendige Netzausbau bei Schaffung von entsprechenden Anreizen für energieintensive Industrien im Sinne einer ökonomischen Standortansiedelung in Grenzen gehalten werden.

Im Gegensatz zum Netzanschluss müssen notwendige Ausbaumaßnahmen des Netzes bei Integration von WEA mehrheitlich vom Netzbetreiber finanziert werden²¹. Dieser kann im Sinne des Unbundling die damit verbundenen Kosten auf die Netztarife umlegen. In diesem Zusammenhang wird von Seiten der Netzbetreiber die einseitige Belastung von Kunden in Netzen mit großem Windpotenzial kritisiert (vgl. Fuchs 2003). Diese Kritik scheint berechtigt, da politische Ziele bezüglich der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien auf nationaler Ebene definiert und auch umgesetzt werden. Eine Sozialisierung der Netzerweiterungskosten auf alle Stromkunden in gleichem Umfang ist für ein Netz als reguliertes Monopol im Sinne des Unbundling ohne weiteres (buchhalterisch) möglich und ob der obigen Darstellungen wohl zukünftig auch sinnvoll.

Windbedingte Regelreserve und -energiekosten

Regelreserve und -energie kann auf Märkten gehandelt und dadurch vergütet werden. Die Marktstruktur ist dabei so zu wählen, dass die für das System entstehenden Kosten über Marktpreise entsprechend abgebildet werden. Nachfolgend werden derzeitige Marktstrukturen und Ansätze zur deren Vergütung kurz skizziert (vgl. Milborrow (2004) und Mike O'Bryant (2004)).

Ein Ansatz, der in Dänemark, Großbritannien und teilweise auch in den USA angewendet wird, stellt jede Abweichung von dem angegebenen Profil in Rechnung, wobei der Zeitraum von der Meldung bis zur Lieferung für die einzelnen Systeme erheblich variiert. Der dänische Netzbetreiber ELTRA handelt seine Regelenergie beispielsweise am Nordpool, wo um 12 Uhr die Erzeugung für den folgenden Tag gemeldet werden muss. Das impliziert eine hohe Unsicherheit der Windprognose und damit verbunden hohe Kosten für das System. Der

²¹ Während im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 21. Juli 2004 die Kostenallokation für den Netzanschluss und für Netzerweiterungen infolge des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in § 13 eindeutig geregelt ist, fehlt eine derartige Bestimmung im österreichischen Ökostromgesetz (BGBL. I, Nr. 149). In der Praxis werden derzeit in Österreich Netzanschlusskosten als Teil der Projektgesamtkosten betrachtet und teilweise werden dem Windparkbetreiber auch Kosten für Netzerweiterungen in Form von leistungsabhängigen Kosten in Rechnung gestellt.

amerikanische Systembetreiber BPA verlangt ebenfalls eine Meldung 24 h vorher, es ist jedoch eine Aktualisierung der Angabe bis 20 min vor Lieferung möglich. Für diesen Prognosehorizont kann die Windenergie sehr gut prognostiziert werden, da sich Leistungsschwankungen eher im Stundenbereich abspielen.

Dieser Ansatz bildet jedoch nicht die dem System entstehenden Kosten ab, da Ausgleichseffekte von Last- und Erzeugungsschwankungen nicht berücksichtigt werden. Die sich ergebenden Kosten hängen stark von der Prognosegüte und der Höhe der zu verrichtenden Abgabe für Abweichungen vom Plan bzw. des Unterschieds zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis am Ausgleichsenergiemarkt ab.

Ein ähnlicher Ansatz, wie er beispielsweise in Kalifornien praktiziert wird, erlaubt die Mitteilung der Abweichungen über einen bestimmten Zeitraum. Dadurch werden die „Regelenergiekosten“ im Vergleich zum vorigen Modell gesenkt, die Abbildung der tatsächlichen Kosten ist aber auch hier nicht gegeben.

Dem „perfekten“ Ausgleichsenergiemarkt am nächsten kommt der derzeit beispielsweise von PJM²² angewandte Ansatz des quasi Echtzeit-Ausgleichsenergiemarktes. Hier meldet jeder Erzeuger 24 h vorher seine Leistungsabgabe und aktualisiert diese nochmals 20 min vor Lieferung. Jede Abweichung der aktualisierten Angabe wird anschließend am Spotmarkt zu Spotmarktpreisen gehandelt. Diese Marktstruktur scheint am ehesten in der Lage zu sein, die Regelenergiekosten abzubilden und verursachergerecht aufzuteilen.

Die langen Zeithorizonte für die Meldung der Fahrpläne scheinen also überholt und sowohl aus Sicht der Systemeffizienz als auch aus jener der wirtschaftlichen Windenergienutzung nicht mehr angemessen zu sein. Eine Annäherung an einen Echtzeit-Ausgleichsenergiemarkt ist daher zu begrüßen und auch aus technischer und organisatorischer Sicht realisierbar.

5.4.3 Analyse der zukünftigen Struktur des Energiesystems (Task 4.3)

Bevor auf die Rolle der Windenergie im zukünftigen österreichischen und deutschen Energieversorgungssystem eingegangen wird, werden die derzeit beobachtbaren Tendenzen und daraus ableitbaren Konsequenzen kurz beschrieben und zusammengefasst.

- Bestehende thermische Kapazitäten nehmen bis 2020 ab, da kontinuierlich Einheiten, die ihre Lebensdauergrenze erreicht haben, aus dem Markt ausscheiden (vgl. Brauner/Pöppel (2005)).
- In Deutschland ist bei Beibehaltung des politischen Kurses mit einem Kernenergieanstieg bis 2020 zu rechnen (vgl. Novelle des Atomgesetzes vom 27. April 2002).
- Die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken wird durch die Wasserrahmenrichtlinie des Europäischen Rates möglicherweise eingeschränkt.

²² PJM Interconnection ist der Systembetreiber der Staaten Pennsylvania, New Jersey und Maryland.

- Der seit Anfang 2005 gestartete CO₂-Zertifikatshandel begünstigt emissionsarme Technologien, wobei die Entwicklung und Größenordnung des Zertifikatspreises unsicher ist.
- Strom aus Erneuerbaren Energieträgern, insbesondere aus WEA, weist aufgrund der politischen Förderung einen starken Zuwachs auf, wobei Prognosen über den zukünftigen Ausbau eine große Bandbreite aufweisen (vgl. u.a. DEWI et al. (2005)).
- Prognosen über die Entwicklung der Nachfrage weisen eine Bandbreite des jährlichen Zuwachses von 0–2 % auf.

Eine Gegenüberstellung der Entwicklung der Kraftwerkskapazität mit dem prognostizierten Kapazitätsbedarf zeigt sowohl für Österreich als auch für Deutschland, dass Überkapazitäten trotz forciertem Ausbau der Windenergie rückläufig sind. Der Bau von neuen Erzeugungseinheiten zur Deckung der Nachfrage ist daher notwendig, sofern sich diese wie angenommen entwickelt (siehe Abbildung 5.55 und Abbildung 5.56). Dieser Prognose nach sind bis zum Jahr 2020 bei Berücksichtigung des zukünftigen Windausbaus neue Kapazitäten im Umfang von 7,2 GW in Österreich und 50 GW in Deutschland zu installieren.

Welche Erzeugungstechnologien diese Lücke schließen werden, hängt neben der Entwicklung der Brennstoffpreise auch von jener für CO₂-Zertifikate ab. Bei Umsetzung des geplanten Kernkraftausstieges ist davon auszugehen, dass in Deutschland in erster Linie GuD- und Steinkohleeinheiten installiert werden und diese Technologien damit die Grenzkosten der Erzeugung und damit den Strompreis am mitteleuropäischen Markt bestimmen werden. Der Handel von CO₂-Zertifikaten begünstigt zukünftig den Neubau von emissionsärmeren GuD-Einheiten.

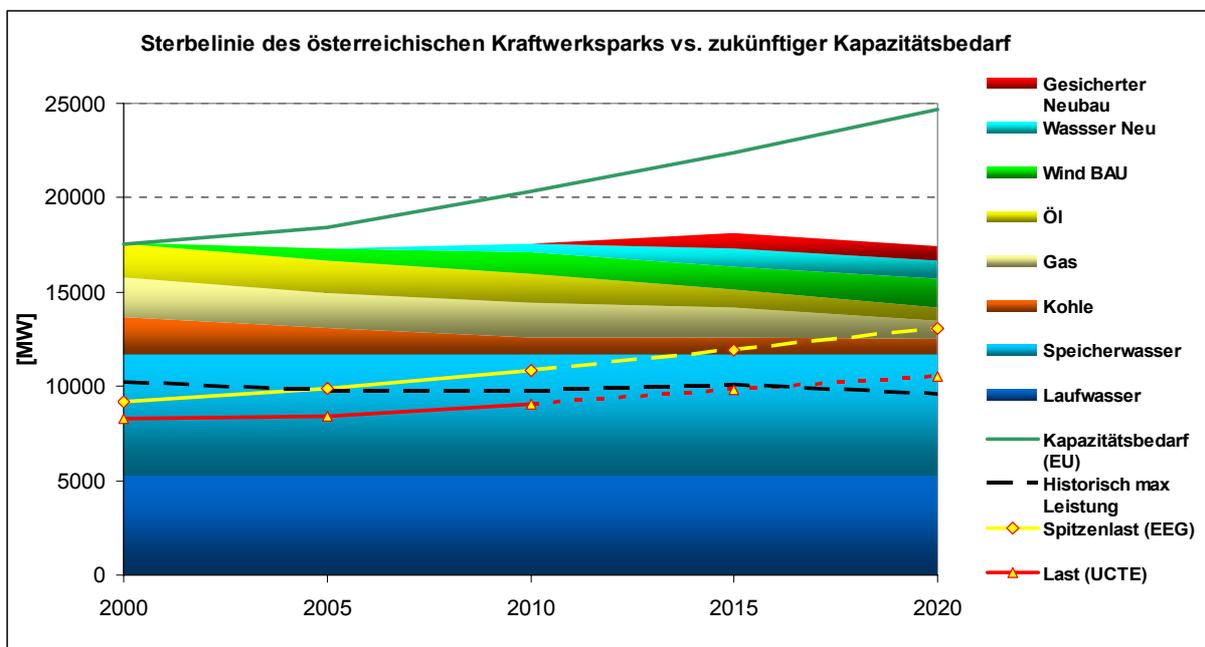


Abbildung 5.55: Gegenüberstellung der Sterbelinie des österreichischen Kraftwerksparks mit dem zukünftigen Kapazitätsbedarf lt. European Energy and Transport Trends to 2030. Quellen: EEG-Datenbank, Dissertation Keseric, Mantzos et al. (2003)

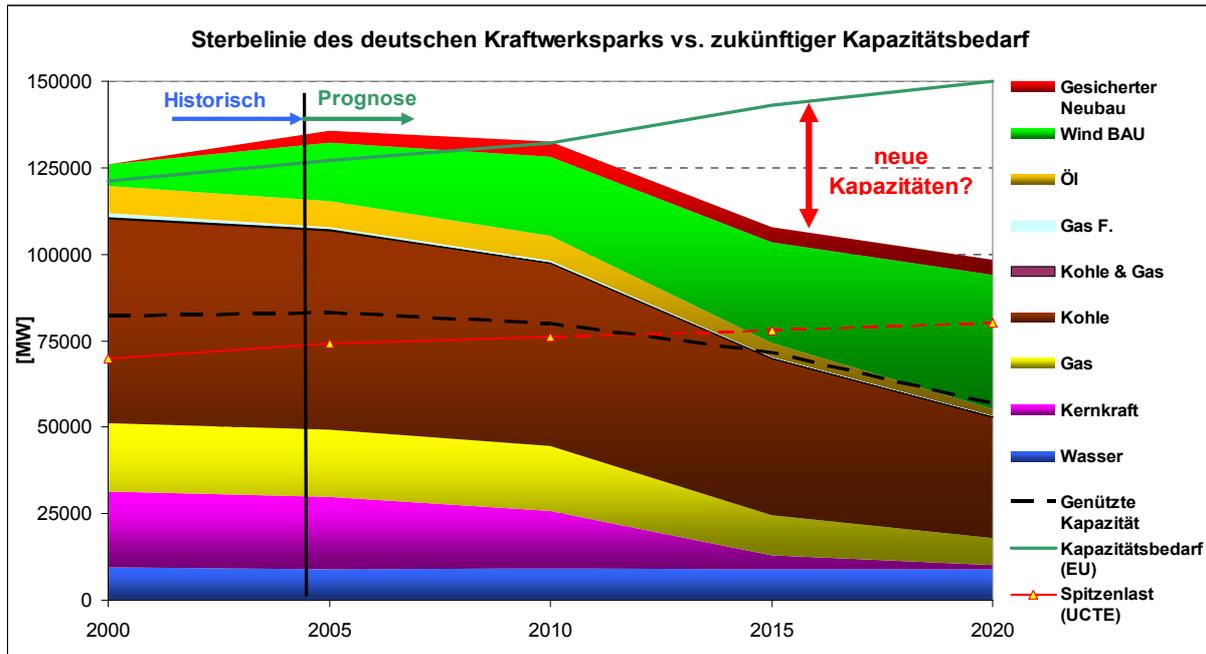


Abbildung 5.56: Gegenüberstellung der Sterbelinie des deutschen Kraftwerksparks mit dem zukünftigen Kapazitätsbedarf lt. European Energy and Transport Trends to 2030 unter Berücksichtigung des Kernkraftausstieges bis 2020. Quellen: EEG-Datenbank, Dissertation Keseric, Mantzos et al. (2003)

Investoren und Anlagenbauer beziehen die Auswirkungen des Windausbaus, d.h. im Speziellen den zunehmenden Bedarf an Kraftwerksreserve und Ausgleichenergie, bereits in die Planung von neuen Kapazitäten mit ein (vgl. Egger et al. (2005), McManus (2003)). Aus ihrer Sicht besteht die Möglichkeit der Vermarktung von neuen Kapazitäten an Märkten für Fahrplan- und Regenergie. Es wird dabei mit einem wachsenden Markt für Regenergie primär aufgrund des zunehmenden Windausbaus gerechnet und von einer Marktöffnung für Minutenreserve zwischen den drei österreichischen und den vier deutschen Regelzonen ausgegangen. Ein entsprechendes Modell für einen gemeinsamen Minutenreservemarkt wird bereits erarbeitet (E-Control (2005)).

Zusätzliche Kosten durch veränderte Fahrweise des Kraftwerksparks

Die zunehmende Erzeugung der Windenergie führt dazu, dass flexible Einheiten an Bedeutung für das Energiesystem gewinnen. Weiterhin verringern sich durch den geringen Kapazitätseffekt der Windenergie die Auslastungen der bestehenden Anlagen. Diese beiden Effekte begünstigen die Installation von erdgasbetriebenen Kraftwerken, die sowohl günstige Investitionskosten als auch eine sehr flexible Fahrweise aufweisen. Dagegen führen die bestehenden Risiken bei der Brennstoffpreisentwicklung für Erdgas, die sich bei einem verstärkten Ausbau der Erdgaskapazitäten ergeben, sicher auch zu einer Flexibilisierung der Fahrweise von kohlegefeuerten Anlagen. In der Simulation zeigt sich, dass der steigende Anteil der Gaskraftwerke zu einer Stabilisierung der zusätzlichen Kosten beiträgt, die durch eine veränderte Fahrweise der Kraftwerke entstehen.

Mit steigendem Windanteil im BEST-Szenario ergeben sich 2020 in Deutschland zusätzliche Effekte, die im Rahmen weiterer Arbeiten noch detailliert zu untersuchen sind. Übersteigt die installierte Windleistung in Deutschland 30 GW, ergeben sich zunächst in wenigen Stunden

Situationen, in denen die verbleibende Restlast unter 10 GW fällt. Im BEST-Szenario 2015 tritt diese Situation 30 Stunden pro Jahr ein, 2020 in 147 Stunden. Ein Erzeugungsmanagement, das diese Situationen verhindert, würde zu Erzeugungsverlusten der Windeinspeisung von 0,1 % im Jahr 2015 bzw. von 0,6 % im Jahr 2020 führen. Dies bedeutet, dass in Deutschland auch bei einer installierten Windleistung von knapp 50 GW der Zeitraum, in dem die Energienachfrage fast ausschließlich durch die Windeinspeisung gedeckt wird, auf wenige Tage beschränkt ist. In dieser Zeit stehen weiterhin nur sehr eingeschränkt in Betrieb befindliche Kraftwerke zur Verfügung, die in Teillast an der Regelung des Gesamtsystems teilnehmen können. Für diese Netzsituation bedarf es einer detaillierten Analyse, wie Primär- und Sekundärregelung sichergestellt werden können, sowie welche Möglichkeiten sich durch Exportkapazitäten und ein spezielles Lastmanagement ergeben, z. B. Aktivierung zusätzlicher Verbraucher wie Pumpspeicher. Im Rahmen der Studie werden diese Sondereffekte bei sehr hoher Windpenetration auf Grund des noch geringen Einflusses nicht berücksichtigt. Dies erklärt das annähernd konstante Niveau der zusätzlichen Kosten durch eine veränderte Fahrweise des Kraftwerksparks, das bei 0,5–0,9 €/MWh in Österreich und 0,65–0,85 €/MWh in Deutschland liegt.

Ein steigender Anteil der WEA-Einspeisung begünstigt also den Ausbau von flexiblen Erzeugungseinheiten wie Pumpspeicher-, GuD- und Gasturbinenkraftwerken und vor allem auch die Nutzung des lastseitigen Verlagerungspotenzials.

Die Einbindung der Lastseite zur Reservevorhaltung, insbesondere der max. 15 min abgerufenen Sekundärregelreserve, stellt aus technischer Sicht kein Problem dar. Die lastseitigen Potenziale sind, wie in Kapitel 5.3.2 dargestellt, ausreichend, um den zukünftigen zusätzlichen Reservebedarf zu decken. Das wirtschaftlich realisierbare Potenzial kann mit einem Top-Down-Ansatz nur schwierig abgeschätzt werden. Fest steht jedoch, dass sich die Einbindung von Verbrauchern zur Reservehaltung positiv auf die Systemsicherheit auswirkt. Dies ist insbesondere relevant, wenn es zu einer Verknappung von Überkapazitäten kommt und Netzengpässe im System auftreten, was anhand des Beispiels Norwegen gezeigt werden soll.

Der norwegische Übertragungsnetzbetreiber Statnett hat im Jahr 2000 auf knappe Überkapazitäten mit der Installation eines Regelenergiemarktes speziell für Spitzenlaststunden mit Einbindung der Lastseite reagiert (siehe Nilssen/Walther (2001)). Es gibt seitdem in Norwegen einen Optionenmarkt für Reserve, bei dem Verträge über drei Monate bzw. ein Jahr abgeschlossen werden können. Um eine Einschränkung des Zugriffs auf Kapazitäten durch Netzengpässe zu verhindern, wird das Land in drei Regionen unterteilt, für die separat geboten werden kann. Die Angebote werden nach steigendem Preis sortiert, und der Reservepreis ergibt sich schließlich aus dem Angebotspreis des letzten noch berücksichtigten Bieters. Um ein notwendiges Maß an Sicherheit auch bei Spitzenlast zu gewähren, wird die Reservehaltung gleichmäßig auf Erzeuger und Verbraucher aufgeteilt. Bei der ersten Ausschreibung wurden Verträge über eine Reserveleistung von 1745 MW abgeschlossen, wovon 670 MW von Stromkunden bereitgestellt wurden. Der Preis für die Reservehaltung liegt in der Größenordnung von 5000 €/MW/a.

Die Einbindung der Lastseite zur Reservevorhaltung bringt also neben dem Vorteil eines verstärkten Wettbewerbs im Regelenergiemarkt auch ein konkretes Plus an Systemsicher-

heit in Spitzenlastzeiten. Verglichen mit dem Neubau von für die Reservehaltung geeigneten Erzeugungseinheiten wie Gasturbinen sind lastseitige Reserven jederzeit verfügbar.

Ein weiterer wichtiger Aspekt für die zukünftige Entwicklung der Energiesysteme in Deutschland und Österreich ist jener des Netzausbaus. Im österreichischen System sind bereits Netzengpässe zu beobachten, deren Management mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Bei zunehmender Windintegration steigen durch Netzengpässe – wie die Simulationsrechnungen zeigen – weiters die Kosten für die Reservehaltung, da günstige Pumpspeicherkraftwerke nur eingeschränkt zur Verfügung stehen.

In Deutschland wird die Umsetzung der identifizierten Netzausbaumaßnahmen wesentlich den zukünftigen Windausbau – vor allem Offshore – bestimmen. Hier ist der derzeitige Ansatz, den Ausbau des küstennahen Netzes über die Einspeisetarife zu finanzieren, nicht sinnvoll. Vielmehr sollte ein koordinierter Ausbau unter Berücksichtigung des Offshore-Potenzials durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgen, der in der Folge die Kosten über den Netztarif an den Stromkunden weitergibt. Die Akzeptanz für den Netzausbau ist – wie anhand der Steiermarkleitung beobachtet werden kann – beschränkt, was die geplante Entwicklung der Windenergie in Deutschland verzögern kann.

Der Anteil der Erzeugung von WEA am Gesamtverbrauch lt. BAU-Szenario liegt in Österreich im Jahr 2020 bei 4 %. Dieser Windausbaugrad kann mit dem österreichischen Kraftwerkspark mit vergleichsweise geringen Kosten für die Reservehaltung ausgeglichen werden. Voraussetzung dafür sind entsprechende Netzkapazitäten zwischen den im Osten des Landes liegenden Windstandorten und den in Westösterreich installierten Pumpspeicherkraftwerken, die bei Umsetzung des geplanten 380 kV-Lückenschlusses gewährleistet sind. Ein Defizit an Kraftwerkskapazität kann mittelfristig zu erhöhten Importen führen. Die Einbindung der Lastseite zum Ausgleich der schwankenden Winderzeugung ist mittelfristig eine interessante Option für Bilanzgruppen mit hohem Windanteil. Ob dies unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich ist, soll in einem Nachfolgeprojekt für eine konkrete Bilanzgruppe untersucht werden. Aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers kann die Systemicherheit bei steigender Exportabhängigkeit wie im norwegischen Modell durch Einbindung der Lastseite aufrechterhalten werden.

In Deutschland sind gegenwärtig 17 GW Windleistung installiert, die ca. 6 % des Strombedarfs decken. Dieser Anteil wird bis zum Jahr 2020 in Abhängigkeit des Erfolges bei der Offshore-Windnutzung auf bis zu 22 % ansteigen. Bei der bestehenden Durchdringung kann mit der vorhandenen Kraftwerksstruktur der Regelbedarf gedeckt werden. Die zukünftige Integration der Windenergie wird dann zum Einen von vorhandenen und zukünftig gebauten Netzkapazitäten abhängen, sowie von den Möglichkeiten, neue Regelkapazitäten zu nutzen. Mittelfristig bewirkt die Erneuerung der Kraftwerkskapazitäten insbesondere in Erdgaskraftwerken eine Flexibilisierung der Erzeugung, die die Kosten durch den steigenden Bedarf an Regelkapazität und -energie zum Teil wieder kompensiert. Bei einer hohen Ausbaurate in Nord- und Ostsee sind neue Übertragungskapazitäten sowie ein ausgeweitetes Erzeugungsmanagement notwendig. Hier eröffnen sich für die flexible Einbindung der Nachfrage neue Möglichkeiten sowohl im Regelenergiemarkt als auch zur Reduktion der Spitzenlast und zur Steigerung der Systemsicherheit. Durch diese Schritte kann eine massive Ausweitung der Kosten zukünftig vermieden werden.

5.4.4 Bestimmung des „Netto-Beitrags“ der Windstromeinspeisung zur CO₂-Einsparung (Task 4.4)

Einer der Haupttreiber für den politisch gewollten Ausbau der Windenergie ist die Vermeidung klimaschädlicher CO₂-Emissionen im konventionellen Kraftwerkssystem. In diesem Abschnitt sollen die wichtigsten Ergebnisse zum Netto-Beitrag der Windenergie zur CO₂-Emissionsvermeidung beschrieben werden. Für die Bestimmung des CO₂-Einspareffektes wird zunächst erläutert, welche Kraftwerke durch die Einspeisung der Windenergie verdrängt werden. Die spezifischen Emissionseinsparungen werden dann über brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für CO₂ und für die Kraftwerkstechnologie typische Wirkungsgrade bestimmt. Daneben wirken sich zwei wichtige Effekte ebenfalls auf die CO₂-Bilanz aus. Dies sind zum Einen verminderte Wirkungsgrade der konventionellen Kraftwerke durch eine verminderte Auslastung im fahrplanmäßigen Betrieb, sowie durch die Vorhaltung von Regelreserve.

Die zu Grunde gelegten durchschnittlichen Wirkungsgrade der verschiedenen Kraftwerkstechnologien im österreichischen System sind in Abbildung 5.57 dargestellt. Der heute bereits geringe Anteil von Braunkohlekraftwerken in Österreich wird nicht weiter ausgebaut, so dass lediglich die bestehenden Anlagen weiter betrieben werden. Aus diesem Grunde ergibt sich im Gegensatz zu den anderen Technologien keine Erhöhung des durchschnittlichen Wirkungsgrades. Ausbau und Erneuerung von Kraftwerkskapazität finden vornehmlich bei erdgasbetriebenen Anlagen statt; diese verzeichnen den stärksten Anstieg des Wirkungsgrades.

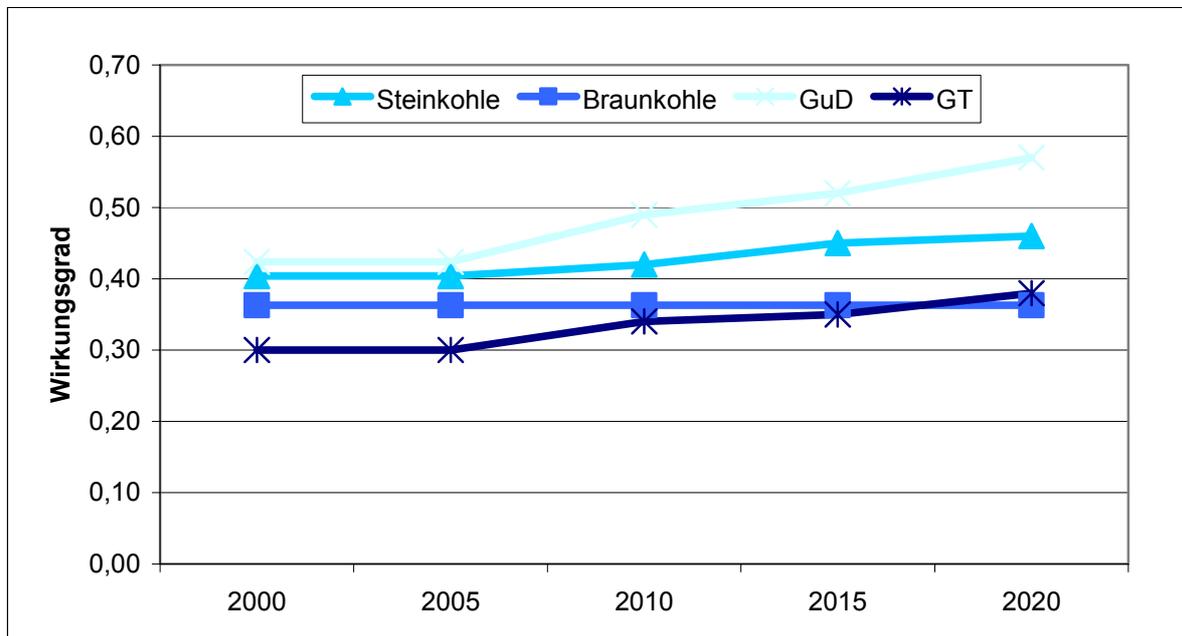


Abbildung 5.57: Entwicklung der durchschnittlichen Wirkungsgrade einzelner Kraftwerkstechnologien in Österreich bis 2020

In Deutschland finden Ausbau und Erneuerung der konventionellen Kraftwerke ebenfalls bei den Gaskraftwerken (GT und GuD) statt. Bei diesen Kraftwerkstechnologien steigt der Wirkungsgrad bis 2020 zum Teil beträchtlich an (siehe Abbildung 5.58). Bedingt durch die Rest-

laufzeiten der Kernkraftwerke ergibt sich bei diesen, wie in Österreich bei den Braunkohlekraftwerken, keine Erhöhung des mittleren Wirkungsgrades.

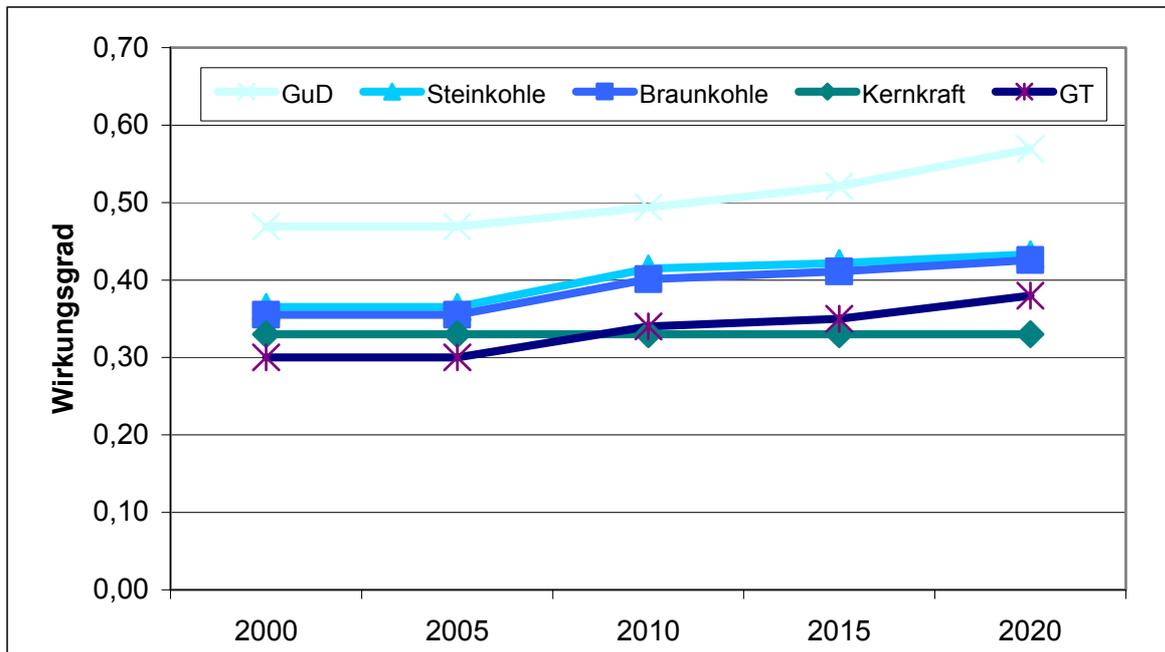


Abbildung 5.58: Entwicklung der durchschnittlichen Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerkstechnologien in Deutschland bis 2020

Untersucht man zunächst den fahrplanmäßigen Betrieb der Kraftwerke, ergeben sich aus den dargestellten Wirkungsgraden und brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren für Österreich die in Abbildung 5.59 aufgeführten CO₂-Einsparfaktoren. Diese Faktoren beschreiben, wie viel CO₂-Emissionen vermieden werden, wenn die Erzeugung einer Kilowattstunde mit der entsprechenden Kraftwerkstechnologie durch die Windstromerzeugung verdrängt wird. Ausgangsbasis ist der brennstoffspezifische Emissionsfaktor der Kraftwerkstechnologie, der durch veränderten Kraftwerksbetrieb reduziert wird. Am stärksten tritt dieser Effekt bei Braunkohlekraftwerken auf, bei Gas- und Dampfkraftwerken sowie bei Gasturbinen ist dieser Effekt deutlich schwächer. Ein ähnliches Bild zeigt sich auch für Deutschland (siehe Abbildung 5.60).

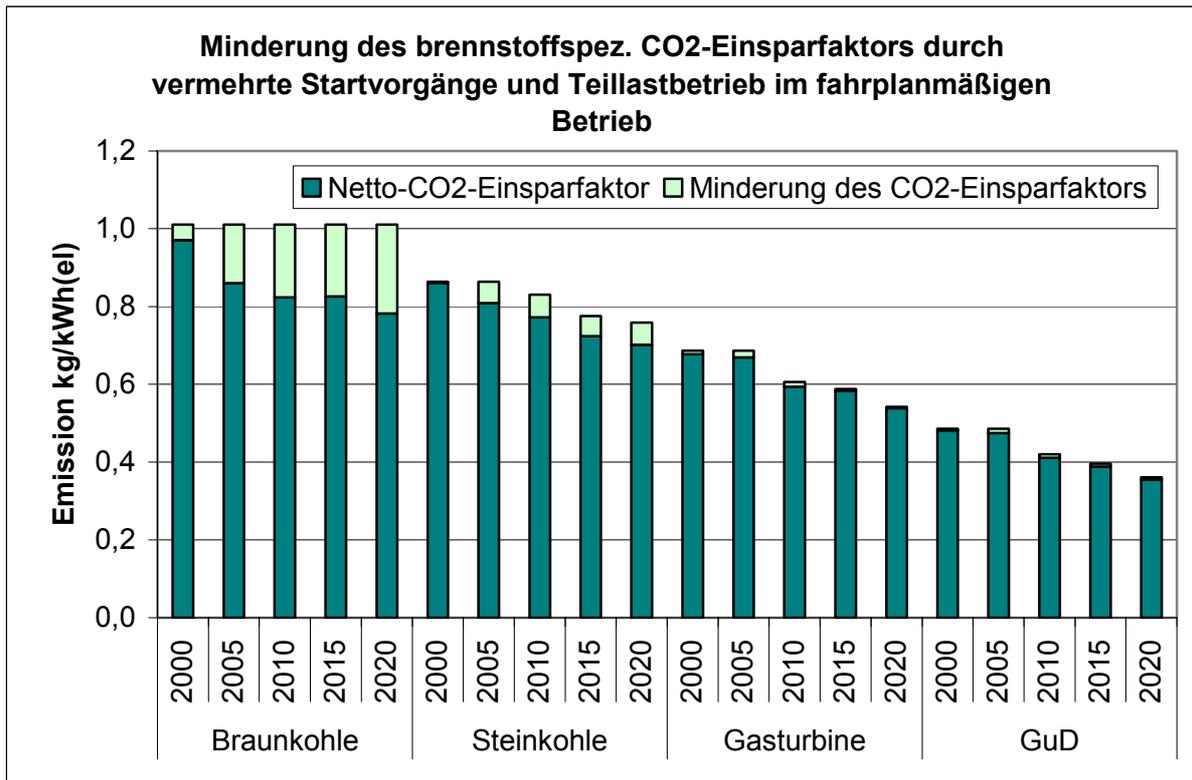


Abbildung 5.59: Netto-CO₂-Einsparfaktor für verschiedene Kraftwerkstechnologien in Österreich

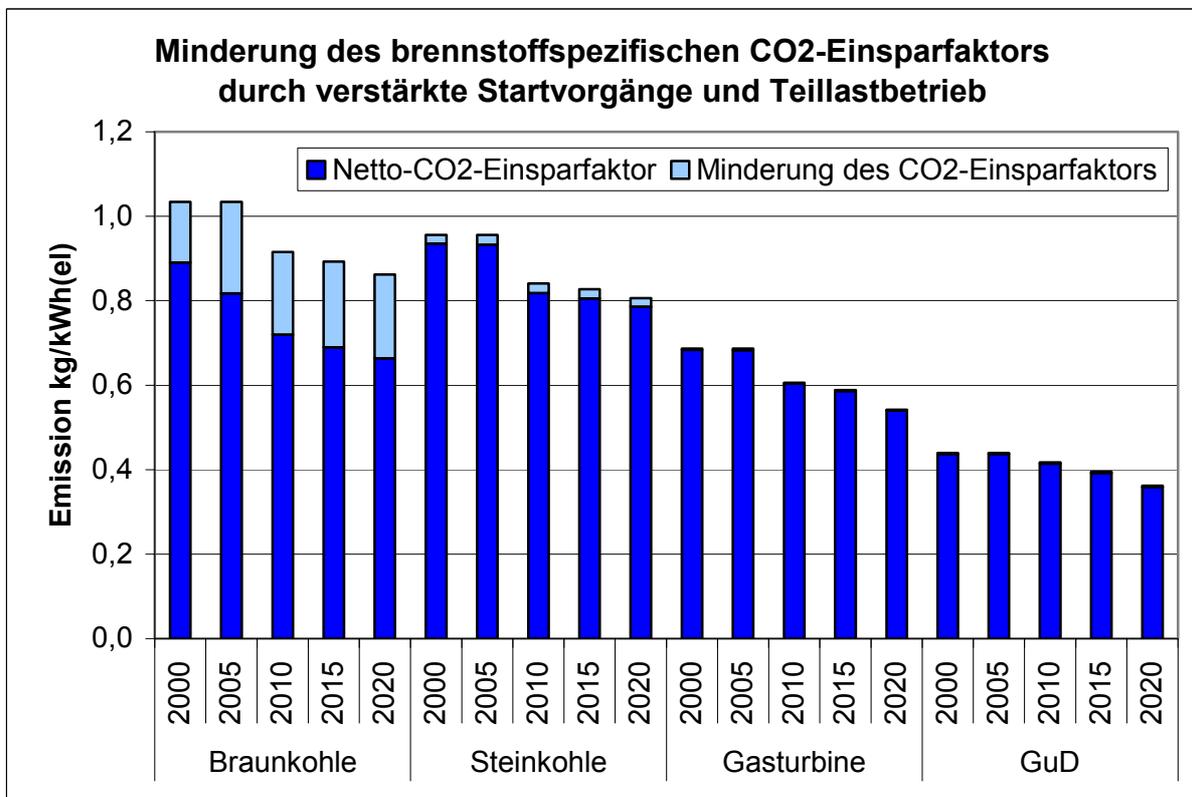


Abbildung 5.60: Entwicklung der CO₂-Einsparfaktoren für unterschiedliche Technologien in Deutschland

Die Verdrängung der konventionellen Kapazitäten findet zunächst in Kohlekraftwerken statt und verschiebt sich bei einem zukünftig verstärkten Ausbau von Erdgaskraftwerken auf diese Technologie (siehe Abbildung 5.61). In Österreich steigt zunächst mit dem Anstieg der installierten Windleistung die Verdrängung von Kohlekraftwerken. Ab 2010 erfolgt die konventionelle Stromerzeugung jedoch zunehmend mit GuD-Kraftwerken und Gasturbinen, so dass diese in einem größeren Maße verdrängt werden.

In Deutschland wird gegenwärtig zum Großteil Steinkohle verdrängt. Der Anteil der verdrängten Gaskraftwerke nimmt jedoch kontinuierlich zu (siehe Abbildung 5.62). Hier spiegelt sich der unterstellte Ausbau der erdgasbetriebenen Kraftwerke wider, die zunehmend auch Mittel-last zur Verfügung stellen. Der Anstieg der Verdrängung von Braunkohle gegen Ende des Betrachtungszeitraums ist durch das Auslaufen der Kernkraft in Deutschland bedingt, was zu einem verstärkten Einsatz von Braunkohle in der Grundlast führt.

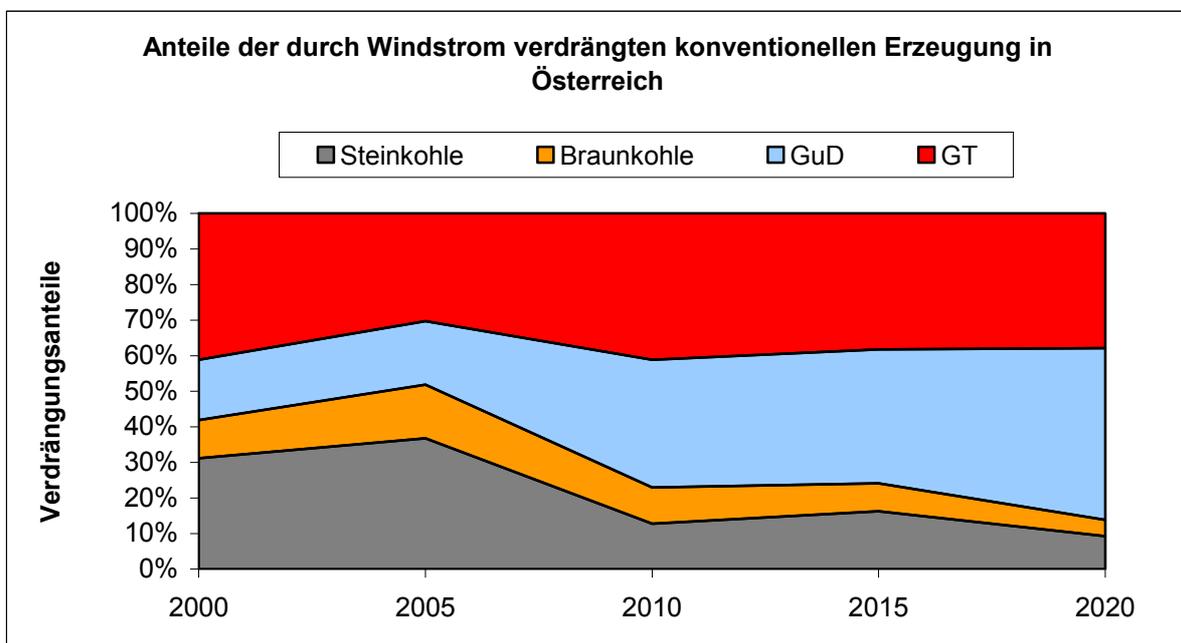


Abbildung 5.61: Verdrängung konventioneller Erzeugung durch Windenergie in Österreich.

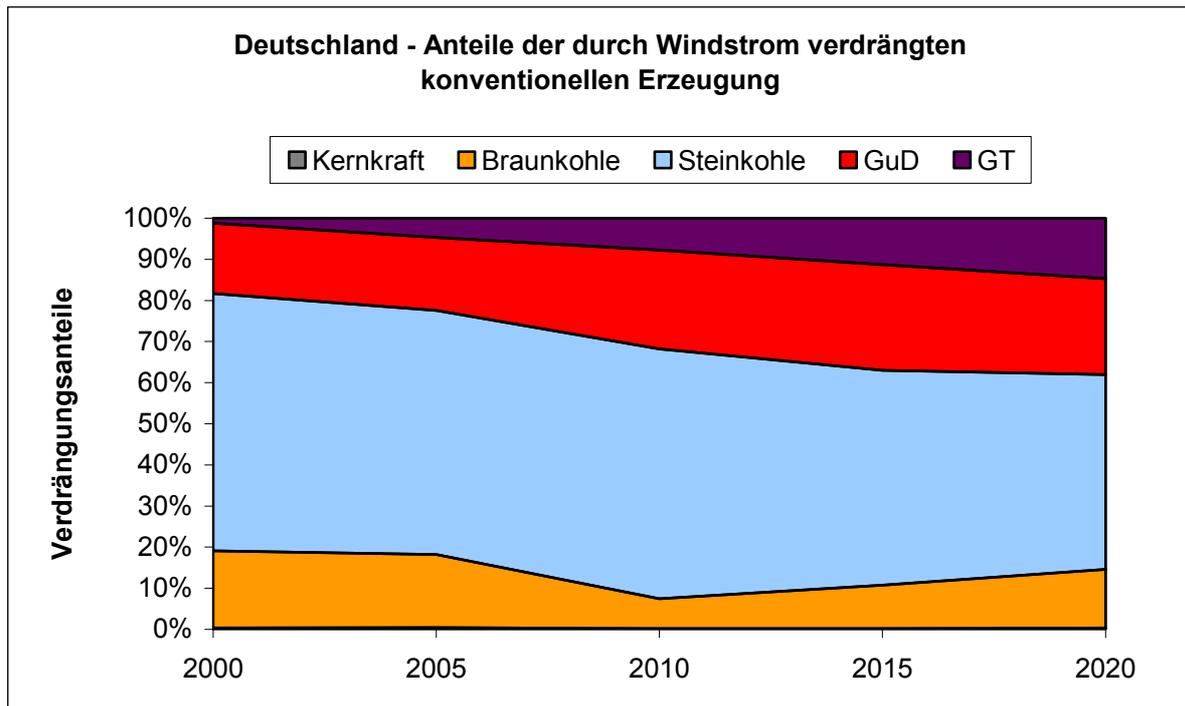


Abbildung 5.62: Verdrängung konventioneller Erzeugung durch Windenergie in Deutschland

Neben den zusätzlichen Emissionen im fahrplanmäßigen Betrieb werden auch die Emissionen, die durch eine veränderte Regelung des Systems entstehen, berücksichtigt. Für die Bilanzierung der zusätzlichen Emissionen der Regelkraftwerke werden die bei Abruf von positiver Regelleistung anfallenden und die bei Abruf von negativer Regelleistung vermiedenen Emissionen verrechnet. Daneben werden die zusätzlichen Emissionen, die durch den Betrieb von Regelkraftwerken in Teillast entstehen, explizit bestimmt. Die zusätzlichen CO₂-Emissionen, die sich im Referenzszenario daraus ergeben, belaufen sich für Österreich auf unter 1g/kWh(e)Wind und für Deutschland auf 4g/kWh(e)Wind. Die Angaben sind dabei jeweils auf die Erzeugung von Windenergie bezogen. Im Vergleich zu den Reduktionen im fahrplanmäßigen Betrieb spielen die zusätzlichen Emissionen der Regelkraftwerke nur eine untergeordnete Rolle.

Zusammenfassend ist die Entwicklung der spezifischen CO₂-Einsparfaktoren bis 2020 in Abbildung 5.63 für Österreich und Abbildung 5.64 für Deutschland dargestellt. Die Abbildung zeigt die CO₂-Einsparfaktoren ohne zusätzliche Effekte sowie mit den Effekten durch veränderten fahrplanmäßigen Betrieb (Start/Stopp und Teillast) und den zusätzlichen Teillastbetrieb von Regelkraftwerken.

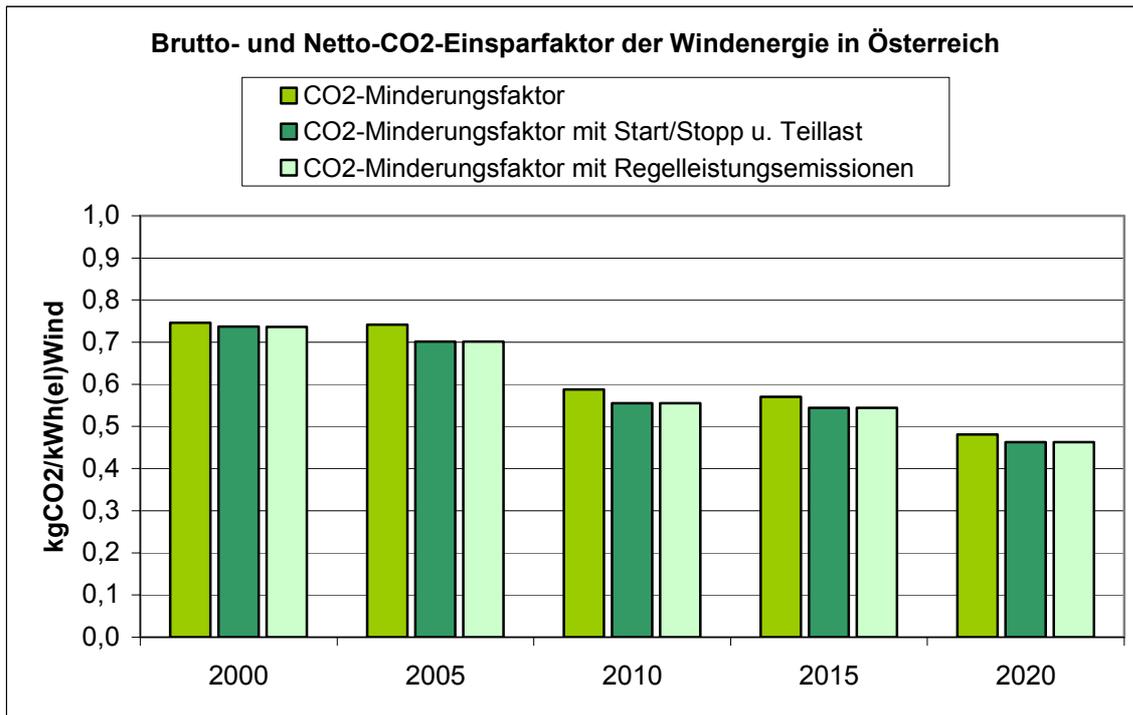


Abbildung 5.63: Entwicklung der CO₂-Einsparfaktoren in Österreich bis 2020

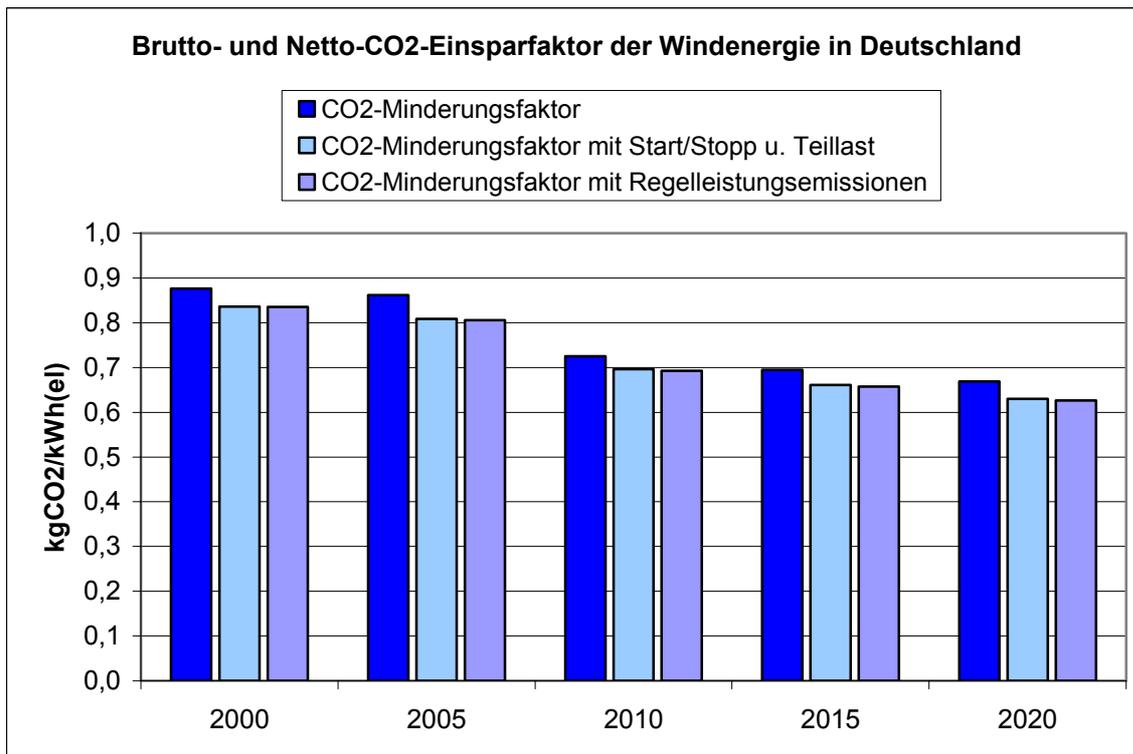


Abbildung 5.64: Entwicklung der CO₂-Einsparfaktoren in Deutschland bis 2020

5.4.5 Diskussion der fundamentalen Unterschiede der Ergebnisse für das österreichische und deutsche Energiesystem

Bei der Diskussion des Einflusses von WEA auf die Energiesysteme in Österreich und Deutschland muss vorweggenommen werden, dass sich die Potenziale in diesen beiden Ländern stark unterscheiden. Während in Österreich bei ambitionierter Förderung ein Ausbau bis 2750 MW für das Jahr 2020 möglich ist, liegt das Potenzial in Deutschland für diesen Zeitraum bei 48.000 MW. Dies entspricht einem Anteil des Verbrauchs von 7 bzw. 9 %. Bei gleich bleibenden Förderbedingungen (BAU-Szenario) ist mit einer Windpenetration von 4 % in Österreich und 7 % in Deutschland im Jahr 2020 zu rechnen.

Ein weiterer Unterschied ergibt sich bei Betrachtung der geografischen Verteilung potenzieller Windstandorte. In Österreich sind gute Standorte im Osten des Landes, in den Regionen Nordburgenland und Weinviertel konzentriert. Die geografische Ausdehnung der Windstandorte ist in Deutschland wesentlich größer. Dies äußert sich in der Charakteristik der aggregierten WEA-Einspeisung in Form von geringeren relativen Schwankungen. Das heißt, dass in Deutschland bei gleicher Qualität der Windprognose geringere Prognosefehler zu erreichen sind. Simulationen mit dem ISI-Windmodell zeigen jedoch, dass bei steigendem Offshore-Anteil mit ebenfalls steigenden relativen Schwankungen der Leistungsabgabe zu rechnen ist. Wie sich dies auf den gesamten Prognosefehler auswirkt, kann aufgrund mangelnder Erfahrung mit Offshore-Windprognosen nicht bestimmt werden²³. Aufgrund der eben beschriebenen Zusammenhänge und auch wegen dem Einsatz von meteorologischen Modellen zur Windprognose ist deren Fehler in Deutschland derzeit mit einer Standardabweichung von rund 6,5 % wesentlich geringer als in Österreich mit einem Wert von rund 14 %. Die spezifischen Kosten der Reservehaltung liegen in Österreich trotzdem unter jenen für Deutschland, wie die Simulationsrechnungen anschaulich verdeutlichen.

Der Grund dafür liegt in der unterschiedlichen Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Während in Österreich rund 70 % der jährlichen Erzeugung aus Wasserkraft bereitgestellt werden, ist das deutsche System von thermischen Einheiten dominiert.

Der hohe Anteil von Pumpspeicherkraftwerken, die sich optimal zur Reservehaltung eignen, an der Gesamtkapazität resultiert in wesentlich geringeren spezifischen Kosten für zusätzlichen Minutenreservebedarf und Ausgleichsenergie in Österreich.

Ob diese Kapazitäten auch bei steigendem Windausbau in vollem Umfang genutzt werden können, ist von den Netzkapazitäten im österreichischen Übertragungsnetz abhängig. Der geplante Bau der Steiermarkleitung würde dies nachhaltig garantieren, nur soll an dieser Stelle betont werden, dass nicht der Windausbau allein eine Verstärkung des Netzes notwendig macht. Die steigende Nachfrage, steigende Transite und auch der Bau von konventionellen Einheiten beeinflussen die Auslastung des Übertragungsnetzes wesentlich.

In Bezug auf die Einbindung der Lastseite zur Reservevorhaltung sind keine wesentlichen Unterschiede zwischen dem deutschen und dem österreichischen System zu beobachten. Die technischen Potenziale sind in beiden Ländern ausreichend, um einen wesentlichen An-

²³ An entsprechenden Modellen zur Offshore-Windprognose wird bereits geforscht (vgl. dazu u.a. Tambke et al (2005)).

teil der Reserve auch in Zukunft vorzuhalten. Sowohl in Österreich als auch in Deutschland schränkt der Gesetzgeber die Einbindung des Verbrauchs zur Reservehaltung nicht ein. In beiden Ländern hält sich der Wettbewerb am Ausgleichsenergiemarkt in Grenzen.

Die Umsetzung der Integration der Lastseite erfolgt in Deutschland bereits in einem von der Saarenergie AG betriebenen virtuellen Regelkraftwerk, bei dem sowohl Erzeugern als auch Verbrauchern ab einer Leistung von 1 MW das Anbieten von Minutenreserve ermöglicht wird. Der Betreiber geht von einem bisher unentdeckten Reservepotenzial in der verfahrens- und fertigungstechnischen Industrie aus. In Österreich ist die Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks anhand einer Bilanzgruppe im Zuge der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ geplant. Dabei soll insbesondere die Wirtschaftlichkeit und technische Umsetzbarkeit der Einbindung von Verbrauchern in ein Energiemanagementsystem unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen untersucht werden.

Rahmenbedingungen, die eine Einbindung der Lastseite zur Reservevorhaltung begünstigen, sind sowohl in Österreich als auch in Deutschland der Rückgang von Überkapazitäten und ein vermehrtes Auftreten von Netzengpässen aus Sicht der Systemsicherheit.

Mittelfristig²⁴ wird das Erzeugungsportfolio von ausgewählten Bilanzgruppen in Österreich vermehrt Erzeugung aus WEA aufweisen, da nämlich Anlagen nach dem Förderzeitraum von 13 Jahren in eine herkömmliche Bilanzgruppe einspeisen müssen. Die Nutzung von lastseitigen Potenzialen zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen kann für derartige Bilanzgruppen in Zukunft das unternehmerische Risiko durch zunehmende Kosten für Ausgleichsenergie verringern.

²⁴ Ab dem Jahr 2010 scheiden in Österreich pro Jahr rund 10 MW an installierter Leistung aus dem Förderregime und somit aus der Ökobilanzgruppe aus; ab dem Jahr 2015 steigt diese Zahl wesentlich aufgrund des forcierten Ausbaus ab dem Jahr 2002.

5.5 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

5.5.1 Schlussfolgerungen

Effekte der vermehrten Integration von WEA auf den Systembetrieb in Deutschland und Österreich

Die Integration von WEA in elektrische Energieversorgungssysteme beeinflusst den Kraftwerksbetrieb in dreierlei Hinsicht:

- Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken wird im Umfang der WEA-Einspeisung verdrängt.
- Die Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks wird beeinflusst.
- Es muss zusätzliche Kraftwerksreserve im System vorgehalten werden.

Aus diesen Einflüssen lassen sich sowohl zusätzliche Kosten als auch Netto-CO₂-Einsparungen der Winderzeugung ableiten.

Verdrängung konventioneller Erzeugung

Die WEA-Einspeisung verdrängt Erzeugung aus konventionellen Einheiten und führt damit zu einer Reduktion von CO₂-Emissionen. Der Umfang dieser Reduktion hängt davon ab, welche Kraftwerkstechnologien durch die Windeinspeisung in welchem Umfang verdrängt werden und ist damit von der Zusammensetzung des Kraftwerkssystems und dem Umfang sowie der Charakteristik der WEA-Einspeisung abhängig.

Es zeigt sich, dass die spezifischen Emissionsreduktionen mit zunehmender WEA-Einspeisung abnehmen, da zum Einen zunehmend emissionsärmere Technologien verdrängt werden und zum Anderen durch steigende Wirkungsgrade die spezifischen Emissionen des Kraftwerksparks zurückgehen. Die spezifischen Emissionsreduktionen in Deutschland liegen höher als in Österreich, da in Deutschland der Anteil der Verdrängung von Erzeugung aus Kohlekraftwerken höher ist.

Veränderung der Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks

Die volatile Charakteristik der WEA-Einspeisung wirkt sich insofern auf die Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks aus, als dass es zu vermehrten Start- und Stopp-Vorgängen bei konventionellen Kraftwerken kommt und die Auslastung (Volllaststunden) in erster Linie von thermischen Einheiten abnimmt, was den durchschnittlichen Wirkungsgrad negativ beeinflusst.

Die Simulationsergebnisse lassen die Schlussfolgerung zu, dass sowohl Kosten als auch zusätzliche CO₂-Emissionen durch die veränderte Fahrweise des Kraftwerksparks moderat ausfallen.

Zusätzlicher Reserve- und Ausgleichsenergiebedarf

Durch die bedingte Prognostizierbarkeit der WEA-Einspeisung muss zusätzliche Kraftwerksreserve vorgehalten werden, um das Niveau der Systemsicherheit aufrechtzuerhalten. Der

zusätzliche Abruf von Kraftwerksreserve führt weiters zu einem zusätzlichen Ausgleichsenergiebedarf der WEA.

Es zeigt sich, dass die WEA-Einspeisung keinen zusätzlichen Bedarf an Primär- und Sekundärregelreserve verursacht, da die Leistungsgradienten für die Zeitbereiche, in denen diese Reserven aktiv sind, nicht ins Gewicht fallen. Der Bedarf an Minutenreserve steigt jedoch mit zunehmender installierter WEA-Einspeisung an.

Beeinflusst wird der zusätzliche Minutenreservebedarf neben der installierten WEA-Leistung auch durch den Wind- und Lastprognosefehler sowie indirekt durch die Entwicklung der Nachfrage. Eine Reduktion des Windprognosefehlers in Österreich von derzeit rund 13,5 % auf 10 % senkt den zusätzlichen Bedarf an Minutenreserve um rund ein Drittel. Der gleiche Effekt ergibt sich für Deutschland bei Reduktion des Windprognosefehlers von derzeit rund 6,5 auf 5,5 %. Bei gleich bleibendem Lastprognosefehler wirkt sich eine steigende Nachfrage leicht dämpfend auf den windbedingten Minutenreservebedarf aus.

Zusätzliche Reservehaltung und vermehrter Ausgleichsenergieabruf sind mit entsprechenden Kosten verbunden, die sich einerseits durch geringere Wirkungsgrade von thermischen Einheiten im Teillastbetrieb ergeben und andererseits durch Opportunitätskosten. Letztere sind als Differenz zwischen dem Marktpreis, den eine Technologie am Fahrplanmarkt erzielen kann, und den kurzfristigen Grenzkosten dieser Technologie bestimmt.

Die mit der Reservehaltung von thermischen Einheiten verbundenen zusätzlichen Emissionen fallen im Vergleich zur Emissionseinsparung durch Verdrängung von konventioneller Erzeugung gering aus (max. 6,6 % in Österreich, 8 % in Deutschland).

Windbedingte zusätzliche Systemkosten

Spezifische Kosten (bezogen auf die Winderzeugung) durch die veränderte Fahrweise des Kraftwerksparks liegen im Bereich von 0,4 bis 0,9 €/MWh und werden von der Flexibilität der Kraftwerkstechnologien beeinflusst.

Die spezifischen Kosten für zusätzlichen Reserve- und Ausgleichsenergiebedarf steigen mit zunehmendem Windausbau an. Im Baseline-Szenario ergeben sich für Österreich spezifische Kosten von 1,3 €/MWh im Jahr 2020 bei einem Anteil der WEA-Einspeisung von 3,9 % des Gesamtverbrauchs. In Deutschland steigen die Kosten in diesem Zeithorizont auf rund 2,9 €/MWh bei einer Windpenetration von 18,1 %.

Es zeigt sich, dass eine Verbesserung der Prognosegüte – wie für die Minutenreserve beschrieben – zu einer 30%igen Reduktion der zusätzlichen Kosten für Reservehaltung führt.

Ein wesentlich die Kosten beeinflussender Parameter ist die Zusammensetzung des Kraftwerksparks für die Reservehaltung. Stehen in Zukunft durch vermehrte Engpässe oder den Neubau von Einheiten kostengünstigere Reservekraftwerke in geringerem Maße zur Verfügung, ist mit Mehrkosten von max. 15 % zu rechnen.

Die gesamten windbedingten Systembetriebskosten liegen erwartungsgemäß unter den bisher veröffentlichten Werten für preisbasierte Ansätze. Die spezifischen Kosten sind trotz geringerer Windprognosegüte in Österreich für vergleichbare Windpenetrationen geringer, da die zusätzliche Reserve zum Großteil von Pumpspeicherkraftwerken gedeckt werden kann.

Windbedingte Netto-CO₂-Reduktion

Das CO₂-Reduktionspotenzial der Windenergie wird fast ausschließlich durch die Verdrängung von Erzeugung aus konventionellen Einheiten bestimmt. Zusätzliche Emissionen durch die veränderte Fahrweise des Kraftwerksparks und die Vorhaltung zusätzlicher Reserve beeinflussen die Emissionsbilanz nur unwesentlich (Reduktion um max. 10 %). Aktuelle spezifische CO₂-Reduktionen der Winderzeugung liegen in Deutschland bei 0,83 tCO₂/MWh(Wind) und sinken bis zum Jahr 2020 auf 0,62 tCO₂/MWh(Wind). In Österreich ist die spezifische Netto-CO₂-Einsparung um rund 15 % geringer.

Wesentliche Unterschiede zwischen dem deutschen und dem österreichischen Energiesystem

Das österreichische und das deutsche Energiesystem unterscheiden sich bezüglich der zukünftigen Windintegration und der damit verbundenen Effekten in folgenden Punkten:

- Deutschland weist ein wesentlich höheres Windpotenzial als Österreich auf (bis 2020 lt. BAU-Szenario 18,1 vs. 3,9 % des Verbrauchs). Davon stehen ca. 56 % Offshore zur Verfügung.
- Der Windprognosefehler ist in Deutschland (derzeit day-ahead 6,5 %) wesentlich geringer als in Österreich (13,5 %), da die geografische Verteilung gleichmäßiger ist und bessere, meteorologische Windprognosemodelle verwendet werden.
- Die spezifischen Kosten für zusätzlichen Reserve- und Ausgleichsenergiebedarf betragen für das österreichische System trotz der geringeren Windprognosegüte bei vergleichbaren Windpenetrationen nur ca. 75 % der entsprechenden Kosten für das deutsche System. Dies ist darin begründet, dass die zusätzliche Reserve in Österreich zum Großteil von Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt werden kann.
- Die spezifischen CO₂-Emissionsreduktionen sind in Deutschland um rund 15 % höher als in Österreich, da in größerem Umfang Kohlekraftwerke mit vergleichsweise hohen Emissionsfaktoren verdrängt werden.

Einsatz von verlagerbaren Verbrauchern zur Unterstützung der Integration von WEA

Verlagerbare Anwendungen müssen bestimmte Merkmale aufweisen, um als Reserven genutzt werden zu können. Diesen Ansprüchen genügen Anwendungen mit Speichercharakteristik, zeitlich verlagerbare Anwendungen und abschaltbare Anwendungen. Die wichtigsten Vertreter in Industrie, tertiärem Sektor und Haushalten sind Prozesskälte-, Heiz-, und Lüftungsanwendungen, sowie Prozesse, die nicht zeitkritisch sind und daher zeitlich verlagert werden können.

Es zeigt sich, dass das technische Potenzial von verlagerbaren Anwendungen ausreichend ist, um auch in Zukunft bei hohen Windpenetrationen einen wesentlichen Teil der Reserve zu stellen. Die Quantifizierung des wirtschaftlich realisierbaren Potenzials ist für ein ganzes System mit der derzeitigen empirischen Datenlage nicht ohne weiteres möglich. Das Wissen um Kosten und Nutzen von derartigen Maßnahmen liegt bei Energieversorgern und Kunden.

Lastseitige Reserve zeichnet sich dadurch aus, dass:

- sie ohne zeitliche Verzögerung abgerufen werden kann (dies gilt insbesondere für Verbraucher mit Speichercharakteristik).
- sie keine Mindestabrufdauer erfordert.
- die Kosten der Verlagerung mit zunehmender Abrufdauer steigen.
- die Beeinflussung auf das Dienstleistungsniveau individuell stark unterschiedlich ist.
- statistisch gesehen durch die hohe Anzahl von Einheiten eine höhere Verfügbarkeitswahrscheinlichkeit erreicht werden kann als mit wenigen großen Einheiten (Aspekt der Systemsicherheit).
- sie in ausreichendem Maß jederzeit zur Verfügung steht (verglichen mit dem Neubau von Reservekraftwerken).

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass die Einbindung der Verbrauchsseite die Netto-CO₂-Reduktion der Winderzeugung nicht wesentlich erhöhen kann. Motiviert ist die Einbindung vielmehr durch finanzielle Anreize für die involvierten Akteure und positive Auswirkungen auf die Systemsicherheit.

Entwicklungen, die Anreize für die Einbindung von Verbrauchern zum Leistungsausgleich schaffen, sind einerseits sinkende Überkapazitäten und andererseits der zunehmende Anteil von Winderzeugung im System. Es zeigt sich, dass der Einsatz von verbrauchsseitiger Reserve besonders zu Spitzenlastzeiten die Systemsicherheit wesentlich unterstützen kann.

Anreize für die Nutzung der lastseitigen Reserve gibt es zukünftig vor allem für Bilanzgruppen, die einen steigenden Anteil von WEA-Einspeisung aufweisen und für Systembetreiber, die auf eine Verknappung der Überkapazitäten reagieren müssen.

Sozialisierung von windbedingten Systemkosten

Die derzeit geübte Praxis der Allokation von windbedingten Netzkosten in Österreich und Deutschland ist im Hinblick auf folgende Aspekte kritisch zu hinterfragen.

Das wesentliche Prinzip des Unbundling wird bei der derzeitigen Kostenallokation nicht berücksichtigt. In Österreich werden sowohl windbedingte Netzanbindungs- als auch Netzerweiterungskosten durch Einspeisetarife finanziert. Damit ist nicht gewährleistet, dass die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht besten Windstandorte ausgebaut werden. Weiters ist auch ein diskriminierungsfreier Netzzugang – wie die Praxis zeigt – unter diesen Randbedingungen nicht gesichert.

In Deutschland stellt die mangelnde Koordination des Ausbaus eines küstennahen Netzes die größte Barriere für eine umfangreiche Erschließung des Offshore-Potenzials dar. In diesem Sinne sind zukünftig Netzananschlusskosten insbesondere für Offshore-Anlagen – wie in Dänemark und den Niederlanden schon üblich – dem Netzbetreiber zuzuordnen.

Die mit den überarbeiteten Marktregeln für Ausgleichsenergie verbundenen Neuerungen in der APG-Regelzone eröffnen Bilanzgruppen die Möglichkeit, ihre Kosten für Ausgleichsenergie aktiv zu beeinflussen, was besonders in Zukunft für jene mit hohem Windanteil von Relevanz sein wird. Die Bestrebungen des Zusammenschlusses der deutschen und österreichi-

schen Regelzonen sind im Sinne der gemeinsamen Nutzung von Reservekapazitäten zu begrüßen.

5.5.2 Handlungsempfehlungen

Aus den bisherigen Ergebnissen und Schlussfolgerungen werden an dieser Stelle Handlungsempfehlungen für relevante Akteure abgeleitet.

WEA-Betreiber/Energieversorger/Netzbetreiber/Technologiefirmen

WEA-Betreiber tragen derzeit in Österreich ein geringes unternehmerisches Risiko, da sie bei Einspeisung in die Ökobilanzgruppe für die gelieferte Energie in der Höhe des Einspeisetarifs von 78 €/MWh entschädigt werden. Das „Risiko“ für Abweichungen von der prognostizierten WEA-Einspeisung liegt allein bei der Ökobilanzgruppe, die ihrerseits die Kosten für Ausgleichsenergie zu tragen hat und diese über das Netznutzungsentgelt an die Konsumenten weitergibt.

WEA müssen derzeit in Österreich keinen Beitrag zu Systemdienstleistungen wie Leistungs-Frequenz-Regelung und Spannungsregelung leisten, beanspruchen aber in größerem Maße Ausgleichsenergie und Minutenreserve als andere Erzeugungstechnologien. Daher ist mittelfristig mit einem Wandel des gesetzlichen Rahmens zu rechnen, wie es in Ländern wie Dänemark schon der Fall ist. Konkret bedeutet das die Teilnahme an der Spannungsregelung und Primärregelung, sowie die Ermöglichung der Reduktion der eingespeisten Leistung durch den Systembetreiber, falls z.B. das Netz die Leistung nicht aufnehmen kann.

Diese Tendenz betrifft WEA-Betreiber wie auch Technologiefirmen, die auf die neuen Anforderungen reagieren müssen. Entwicklungsfelder sind dabei u.a. Schnittstellen für die Vernetzung von WEA, um den steuernden Eingriff auf einzelne Anlagen zu ermöglichen und Daten online übertragen zu können, ebenso wie Umrichtersysteme, die eine Einbindung in die Spannungsregelung ermöglichen.

Der Wert der Windenergie, der für den Anlagenbetreiber derzeit durch den Einspeisetarif festgelegt ist, wird nach Ablauf des Förderzeitraumes durch Marktpreise für Fahrplanenergie und auch jene für Ausgleichsenergie bestimmt. Im Hinblick auf die fluktuierende Charakteristik der WEA-Einspeisung ist daher eine optimierte Integration in herkömmliche Bilanzgruppen wichtig.

Da Energieversorger gleichzeitig auch Bilanzgruppen vertreten, sollen aus deren Sicht Maßnahmen zu einer optimalen Windintegration beschrieben werden.

Wesentlich für eine optimale Integration der Windenergie ist die Möglichkeit, Fahrpläne der Einspeisung möglichst gut prognostizieren zu können. Da der Prognosefehler bei gleich bleibender Prognosegüte von der Anlagenzahl sowie der geografischen Verteilung der Anlagen abhängt, ist eine möglichst hohe Aggregation und geografische Verteilung vorteilhaft.

Dies ist derzeit für die österreichische Ökobilanzgruppe der Fall, nur kann sie weder auf der Erzeugungsseite (da sie zu einem Eingriff in die Produktion von Ökostromanlagen nicht berechtigt ist) noch auf der Verbrauchsseite (da die Ökobilanzgruppe keine Verbraucher aufweist) auf Fahrplanabweichungen reagieren. Daher muss für sämtliche Abweichungen vom Fahrplan Ausgleichsenergie „bezogen“ werden. Energieversorgungsunternehmen (EVU)

haben hingegen auch die Option, ihren Kraftwerkseinsatz unter Miteinbezug der Windeinspeisung zu optimieren, wie auch verbrauchsseitige Potenziale zum Leistungsausgleich zu nutzen. Dies ist zukünftig insbesondere dadurch möglich, dass im Zuge der Überarbeitung der Marktregeln für Ausgleichsenergie die Verbund APG zur Veröffentlichung des Regelzonenstandes verpflichtet wurde.

Auf der Erzeugungsseite ist aus Sicht des EVU ein flexibler Kraftwerkspark, der entsprechende Leistungsgradienten ermöglicht, von Vorteil. Auf der Verbrauchsseite sind jene Kunden mit geringem Aufwand in ein System zur Windintegration einzubinden, die große Verbraucher über ein Energiemanagementsystem betreiben. Dies trifft vor allem für die energieintensive Industrie zu, die neben der derzeitigen Spitzenlastreduktion einen Teil ihres Verbrauchs auch dynamisch an die Erfordernisse des Energieversorgers anpassen kann. Durch die Gestaltung eines entsprechenden Anreizsystems ist dadurch für beide Seiten ein wirtschaftlicher Nutzen erreichbar. Für die Integration von Kleinkunden in ein entsprechendes System ist ein umfassenderes Konzept notwendig. An dieser Stelle soll erwähnt werden, dass Kleinkunden bilanzierungstechnisch über standardisierte Profile erfasst werden und daher unter den derzeitigen regulatorischen Bedingungen kein Anreiz besteht, auf deren Verbrauch einzugreifen.

Bei entsprechenden Rahmenbedingungen kann der Energieversorger durch ein passendes Konzept auch von der Einbindung von Kleinverbrauchern profitieren. Ausgangsbasis für ein derartiges Vorhaben ist die Installation einer neuen Generation von Stromzählern, die eine zumindest stündliche Erfassung des Verbrauchs ermöglichen und auch Schnittstellen zur Kommunikation mit Verbrauchern und der zentralen Warte aufweisen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass sämtliche Vorteile eines derartigen Systems genutzt werden. Dies umfasst beispielsweise ein automatisches Auslesen des Verbrauchs in beliebigen Zeitabständen, die Einführung von zeitvariablen Tarifen, den Eingriff auf Verbraucher zur Optimierung des Systems und auch andere Dienstleistungen.

Ein derartiges Vorhaben wird derzeit vom dänischen Energieversorger Nesa geplant und innerhalb der nächsten 5 Jahre umgesetzt. Das Konzept sieht die Installation von neuen Zählern vor, die mit GPRS-Schnittstellen ausgestattet sind. NESA plant die Ausstattung sämtlicher 550.000 Kunden und will in diesem Zusammenhang verschiedene Dienstleistungen anbieten.

Die Entscheidung, ob Energieversorger durch Einbindung von Erzeugungs- und Nachfrage-seite zum Leistungsausgleich beitragen, oder bei hohem Windenergieanteil vermehrt Ausgleichsenergie zukaufen, hängt von der Preisentwicklung dieser Systemdienstleistung im Vergleich zu den Kosten von entsprechenden Maßnahmen ab.

Der Verbund APG kommen als Übertragungsnetzbetreiber, Regelzonenführer und auch Betreiber der Ökobilanzgruppe gleich mehrere Aufgaben zu. Als Regelzonenführer der Regelzone APG, in die praktisch die gesamte österreichische Windenergie eingespeist wird, ist die Verbund APG für die Leistungs-Frequenz-Regelung verantwortlich, also dafür, dass Leistungsungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch innerhalb von 15 min ausgeglichen werden. Schon bei der derzeitigen installierten WEA-Leistung wird der Stand der Regelzone wesentlich durch den Prognosefehler der Windeinspeisung bestimmt. Bei weiterem Ausbau der Windenergie muss, wie die Simulationsrechnungen zeigen, zusätzliche Minutenreserve im Umfang von ca. 150 MW pro 1000 MW installierter WEA-Leistung vorgehal-

ten werden. Eine weitere Tendenz im österreichischen Energiesystem ist der Rückgang von Überkapazitäten, der mittelfristig zu erhöhten Importen und neben dem Ausbau von erneuerbaren Technologien auch zum Ausbau von konventionellen Erzeugungseinheiten führen wird.

Ist zu Zeiten hohen Verbrauchs ein ausreichendes Maß an Reserve nicht garantiert, können sowohl erzeuger- als auch verbraucherseitig noch nicht erschlossene Reservepotenziale entsprechend dem norwegischen Modell eingebunden werden. Der Beitrag zur System-sicherheit durch die kurzfristige Abschaltung von Verbrauchern bei Verbrauchsspitzen ist dabei offensichtlich. Der Vorteil gegenüber dem Neubau von neuen z.B. Gasturbinenkraftwerken liegt darin, dass das lastseitige Potenzial jederzeit aktiviert werden kann. Durch die Einbindung der Lastseite zur Reservehaltung in Spitzenlastzeiten kann also der verglichen mit konventionellen Einheiten geringere Beitrag von WEA zur Systemsicherheit indirekt erhöht werden (Stichwort: Leistungseffekt von WEA).

Aus technischer Sicht können Verbraucher einen wesentlichen Beitrag zur Sekundärregelreserve leisten, da der Abruf auf 15 min beschränkt ist und eine Abschaltung einer Vielzahl von Verbrauchern für diesen Zeitraum unproblematisch ist. Beispiele für gut zur Verlagerung geeignete Anwendungen sind Kühl- und Heizanwendungen, sowie Prozessanwendungen, bei denen von Speicher auf Speicher gearbeitet wird. Diese Verbrauchsgruppen zeichnen sich auch dadurch aus, dass deren Abschaltung automatisiert werden kann und keiner Vorankündigung bedarf. Die Einbindung einer Vielzahl von Einheiten geringer Leistung bringt auch Vorteile bzgl. der Systemsicherheit, da die Verfügbarkeitswahrscheinlichkeit höher ist als bei Betrachtung von wenigen großen Einheiten.

Stromkunden

Unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen bestehen aus Sicht der EVU nur bei Einbindung von gemessenen Verbrauchern in ein dynamisches Lastmanagement finanzielle Anreize. Industriekunden, die ihren Verbrauch bereits mit Hilfe eines Energiemanagementsystems im Sinne einer Spitzenlastreduktion optimieren, können zukünftig auch ihre Energieversorger zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch unterstützen, indem sie kurzfristig auf die Bedürfnisse des EVU durch Anpassung des Verbrauchs reagieren.

Die Möglichkeit der Einbindungen der Verbrauchsseite ist in Deutschland ab einer Leistung von 1 MW über das Virtuelle Regelkraftwerk der Saarenergie AG möglich. In Österreich soll im Zuge eines Nachfolgeprojekts die Einbindung von gemessenen Verbrauchern in das Energiemanagementsystem einer Bilanzgruppe demonstriert werden.

Um verbrauchsseitige Reserve am Ausgleichsenergiemarkt anbieten zu können, ist aus Sicht des Stromkunden im Allgemeinen ein Aggregator (z.B. ein Energieversorger oder Netzbetreiber) notwendig, um das Mindestangebot von z.B. 10 MW in der APG-Regelzone zu erreichen. Durch die Bekanntgabe des Regelzonen-Delta bei Inkrafttreten der neuen Marktregeln für Ausgleichsenergie im Jahr 2005 besteht zukünftig aus Sicht der EVU auch der Anreiz, Stromkunden auf direktem Weg in den Leistungsausgleich der Bilanzgruppe einzubinden.

Wie der Stromkunde bei Möglichkeit des Angebots von verbrauchsseitiger Reserve sinnvoll und strukturiert vorgehen kann, wird im Folgenden kurz erläutert.

Der Stromkunde trifft die Entscheidung, ob er seinen Verbrauch Signalen vom Markt (Spotmarkt oder auch Ausgleichsenergiemarkt) anpasst, nach der Abwägung von Kosten und Nutzen der jeweiligen Energiedienstleistung. Konkret bedeutet das, dass eine Lastabsenkung (bzw. -erhöhung) für ihn sinnvoll ist, sobald der Preis den individuellen Nutzen des Konsumenten übersteigt (bzw. entsprechend umgekehrt).

Diese Theorie wurde und wird bereits in der Industrie und auch teilweise im Gewerbe in die Praxis umgesetzt, wo nämlich auf entsprechende Tarifmodelle der Stromanbieter mit der Verlagerung des Verbrauchs in Zeiten geringer Gesamtnachfrage reagiert wird bzw. zumindest ein Energiemanagement zur Spitzenlastreduktion durchgeführt wird.

Bekommt also der Stromkunde die Möglichkeit, auf Marktpreise zu reagieren bzw. Systemdienstleistungen wie die Reservehaltung anzubieten, muss er sein Verbrauchsportfolio einer Analyse unterziehen, um den optimalen Nutzen ziehen zu können. Eine sinnvolle Vorgangsweise dafür ist in Kintner-Meyer et al. (2003) beschrieben, wo mögliche Profite durch die Teilnahme an verschiedenen Lastmanagementprogrammen in den USA analysiert werden.

Nach der Identifikation der grundsätzlich zur zeitlichen Verlagerung geeigneten Hauptverbraucher erfolgt eine Kategorisierung entsprechend deren Charakteristik. Weiters sind Vorankündigungszeiten und maximale Verlagerungszeiten zu erheben. Für Verbrauch mit ähnlicher Charakteristik wird infolge eine Angebotskurve erstellt, wobei die Preisniveaus für die Bereitschaft zur Verlagerung sinnvoll diskretisiert werden, also Verbrauch mit ähnlichem Preisniveau zu Blöcken zusammengefasst wird.

Ob bzw. in welchem Ausmaß eine Teilnahme an einem Lastmanagementprogramm profitabel ist, kann in Folge durch eine Wirtschaftlichkeitsanalyse unter Berücksichtigung der konkreten Rahmenbedingungen relativ einfach bestimmt werden.

Für die konkrete Form des Lastmanagements zur Einbindung der Verbrauchsseite in die Systemdienstleistung der Reservevorhaltung ist bei der eben beschriebenen Vorgangsweise speziell auf die konkreten Anforderungen an die Vorankündigungszeit und die minimale Reserveabrufdauer bei der Auswahl der Verbraucher zu achten.

Regulierungsinstanzen

Aus Sicht der Regulierungsinstanzen muss in Hinblick auf die Windenergie das vorrangige Ziel die nachhaltige Integration in das bestehende Energieversorgungssystem sein. Dazu gehört in einem ersten Schritt die Förderung der noch nicht wettbewerbsfähigen Technologie, um übergeordnete Ziele wie die Reduktion von CO₂-Emissionen zu erreichen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass auch nach Ablauf der Förderperiode Anreize für den möglichst langen Betrieb der bestehenden Anlagen geschaffen werden. Weiters ist für neu installierte Kapazitäten auch eine zunehmende Einbindung in die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Spannungsregelung und Leistungs-Frequenz-Regelung zu denken.

Da der Wert der Windenergie aus Sicht des Anlagenbetreibers neben den erzielbaren Preisen am Fahrplanmarkt aufgrund der eingeschränkten Prognostizierbarkeit auch wesentlich von jenen am Ausgleichsenergiemarkt bestimmt wird, kommt der Gestaltung von zukünftigen Marktstrukturen und -regeln ein hoher Stellenwert zu. Mit der Überarbeitung der Marktregeln für die Ausgleichsenergiebewirtschaftung, die ein verbessertes Preismodell sowie die Veröffentlichung des Regelzonen-Delta vorsieht, wurde ein Schritt in die richtige Richtung getan.

Dadurch können Bilanzgruppen selbst durch entsprechende Maßnahmen die Kosten für Ausgleichsenergie beeinflussen, was besonders für jene interessant ist, die einen hohen Anteil von Windenergie im Erzeugungsportfolio aufweisen.

Eine dieser Maßnahmen kann zukünftig die Einbindung der Lastseite zum Leistungsausgleich sein. Unter den derzeitigen regulatorischen Bedingungen können nur gemessene Kunden zum Vorteil des Energieversorgers in ein Lastmanagement integriert werden. Ein großes verbrauchsseitiges Verlagerungspotenzial bei Kleinkunden liegt damit brach. In diesem Zusammenhang sollte grundsätzlich überlegt werden, wie die kurzfristige Elastizität der Nachfrage im Hinblick auf sinkende Überkapazitäten und steigenden Reservebedarf stimuliert werden kann. Ein erster Schritt in die richtige Richtung kann dazu der Übergang von der jährlichen zu einer monatlichen Abrechnung der Stromkunden sein, um diese sensibler für die Auswirkung von Verhaltensänderungen auf die Stromkosten zu machen. In einem weiteren Schritt können beispielsweise durch zeitvariable Tarife und Möglichkeiten des kurzzeitigen Zugriffs auf geeignete Verbraucher die Stromkunden zur technischen und wirtschaftlichen Optimierung des gesamten Systems beitragen.

Die derzeit geübte Praxis der Sozialisierung von windbedingten Netzanschluss- und -erweiterungskosten stellt in Österreich den diskriminierungsfreien Netzzugang nicht ausreichend sicher. In Deutschland stellt die Zuordnung von Netzanschlusskosten an WEA-Betreiber eine wesentliche Barriere für eine umfassende Nutzung von Offshore-Windpotenzialen dar, da der koordinierte Ausbau des küstennahen Netzes unter diesen Umständen nicht möglich ist. Beide Ansätze berücksichtigen das wesentliche Prinzip des Unbundling nicht und sind daher kritisch zu hinterfragen.

5.5.3 Ausblick

Die vorliegenden Ergebnisse und Erkenntnisse fließen in ein Konzept für die Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen ein, das im Zuge der 2. Ausschreibung der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ eingereicht wurde. Unter anderem soll dabei untersucht werden, ob die Einbindung der Lastseite unter den herrschenden Umständen mit finanziellen Anreizen für einen Energieversorger verbunden ist. Im Zuge einer der folgenden Ausschreibungen soll darauf aufbauend das erste Virtuelle Kraftwerk in Österreich in Form eines Demonstrationsprojektes betrieben werden.

Im Hinblick auf das Ziel einer verbesserten Integration von WEA stellt sich die grundlegende Frage nach geeigneten Marktmodellen sowohl für Fahrplan als auch für Ausgleichsenergiemärkte, die den geänderten Anforderungen durch den steigenden Anteil an WEA-Erzeugung in Europa Rechnung tragen.

5.6 Verbreitung und weitere Verwertung der Ergebnisse

Die Verbreitung von Zwischenergebnissen des Projekts „Windintegration unterstützt durch Lastmanagement“ erfolgte erstmals im Zuge des 2. Vernetzungsworkshops für Projekte der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft am 27. Oktober 2004 und anschließend bei dem vom EEG an der TU Wien organisierten Arbeitsgruppentreffen der Projektgruppe „Netze und dezentrale Erzeugung“ am 16. Februar 2005. Im Zuge dieser Treffen wurden die zum je-

weiligen Zeitpunkt vorliegenden Projektergebnisse ausführlich mit den Partnern der Projektgruppe diskutiert.

Im Zuge der 4. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien vom 16. bis 18. Februar 2005 (IEWT 2005) erfolgte die Präsentation von Projektergebnissen in der von Herbert Ritter geführten Session 4 E „Optimale Windkraftnutzung“ durch Vorträge der Projektmitarbeiter Marian Klobasa und Carlo Obersteiner. In der anschließenden Diskussion wurden die Projektergebnisse mit internationalen Experten kritisch diskutiert (entspricht dem in Monat 10 geplanten Ergebnisworkshop).

Ein für Juni 2005 geplantes Abschluss-symposium unter Mitwirkung von mehreren Projekten der Projektgruppe „Netze und dezentrale Erzeugung“ wurde nach Rücksprache mit dem Schirmmanagement (Michael Hübner und Herbert Ritter) aus strategischen Gründen auf Oktober 2005 verschoben.

Ursprünglich war vom Projektleiter EEG weiters die Organisation eigener Energiegespräche²⁵ zum Thema „Netzintegration von dezentraler Erzeugung“ am 27. Oktober 2005 geplant. Da dieses Thema auch bei einem von Verbundplan, Arsenal, Verbund und der Programmlinie 'Energiesysteme der Zukunft' organisierten und für den 28. Oktober 2005 geplanten Projekt-Workshop behandelt wird, ist dieses Vorhaben ebenfalls nach Rücksprache mit dem Schirmmanagement bis auf weiteres verschoben worden.

Auf der EEG-Homepage (www.eeg.tuwien.ac.at) erfolgt die Darstellung des Projekts und es werden Produkte (Endbericht, Kurzfassung, Schlussfolgerungen) zum Download angeboten. Das im Zuge des Projektes entwickelte Energiesystemmodell zur Abbildung des windbedingten Reservebedarfs ist auf Anfrage beim Projektleiter erhältlich.

Die Projektergebnisse werden zukünftig sowohl bei nationalen (7. Windenergie-Symposium, 20.–21. Oktober 2005, St.Pölten; etc.) als auch internationalen Veranstaltungen (ENERNEEDS Forum, 10. –11. November 2005, Ljubljana; EWEC 2006, Athen; IAEE 2006, Berlin) präsentiert. Darüber hinaus erfolgt die Verbreitung und Diskussion der Ergebnisse bei Projekt-Workshops innerhalb von laufenden EU-Projekten zum Thema Windintegration bzw. dezentrale Energieversorgung, die von den Projektpartnern koordiniert werden (GreenNet-EU27, OPTRES).

Weiters sind von den Projektpartnern wissenschaftliche Veröffentlichungen in fach einschlägigen nationalen und internationalen wissenschaftlichen Zeitschriften geplant.

Die Projektergebnisse fließen direkt in das vom EEG koordinierte, laufende EU-Projekt „**GreenNet-EU27** – *Guiding a Least Cost Grid Integration of RES-Electricity in an extended Europe*“ ein.

Im Zuge der 2. Ausschreibung der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft erfolgte am 25. Juli 2005 die Einreichung eines Nachfolgeprojektes unter dem Kurztitel „Virtuelles Ökostrom Kraftwerk“, bei dem ein Konzept für den Betrieb eines Virtuellen Ökostrom-Kraftwerks

²⁵ Diese Veranstaltung findet vierteljährlich im technischen Museum Wien statt. Die Inhalte werden gemeinsam vom EEG und der Österreichischen Energieagentur vorgegeben.

für eine bestehende österreichische Bilanzgruppe ausgearbeitet wird. In weiterer Folge ist die Umsetzung dieses Konzepts in Form eines Demonstrationsprojekts vorgesehen.

6 Detailangaben zu den Zielen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“

6.1 Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“

Windenergie wird einen wesentlichen Bestandteil eines nachhaltigen Energiesystems der Zukunft darstellen, wie die in diesem Bericht dargestellten historischen und zukünftigen Potenziale verdeutlichen. Zukünftige Entwicklungen, die neben der wahrscheinlichen Verknappung fossiler Energieträger innerhalb der nächsten zehn Jahre auch deren sprunghafte Verteuerung durch den geplanten europaweiten Emissionshandel beinhalten, werden den derzeitig stark steigenden Stellenwert der Windenergie noch viel deutlicher zum Ausdruck bringen.

In diesem Projekt werden die Auswirkungen der Windenergie auf verschiedene Energiesysteme untersucht und daraus die wesentlichen Einflussgrößen identifiziert. Weiters wird untersucht, welche nachfrageseitigen Potenziale zum Ausgleich der fluktuierenden Winderzeugung bestehen und welche Aspekte bei der Nutzung dieser Potenziale relevant sind. Daraus werden für sämtliche Akteure Handlungsempfehlungen abgeleitet, die eine möglichst effiziente Integration der Windenergie in die bestehenden Energieversorgungssysteme erlauben.

In diesem Sinne wird mit dem vorliegenden Projekt ein Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ geleistet.

6.2 Beitrag des Projekts zu den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung

Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung

Elektrische Energie kann als hochwertigste Energieform eine Fülle von Energiedienstleistungen bereitstellen. Da heutzutage die meisten Prozesse von der Verfügbarkeit elektrischer Energie abhängig sind, ist deren Nichtverfügbarkeit mit extrem hohen gesellschaftlichen Kosten verbunden. In diesem Sinne wurden im vorliegenden Projekt die Auswirkungen der WEA-Einspeisung auf die Systemsicherheit untersucht und effiziente Maßnahmen zu deren Aufrechterhaltung beschrieben. In diesem Sinne wird dem Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung entsprochen.

Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen

Windenergie ist eine erneuerbare Ressource.

Effizienzprinzip

In dem vorliegenden Projekt wurden die zusätzlichen Kosten durch die Integration von WEA durch umfangreiche Simulationsrechnungen für unterschiedliche Randbedingungen bestimmt. Dadurch konnten die wesentlichen Einflussfaktoren eruiert und darauf aufbauend Maßnahmen abgeleitet werden, die eine kosteneffiziente Integration dieser erneuerbaren Energiequelle ermöglichen.

Prinzip der Recyclingfähigkeit

Windenergie wird in Kreisläufen genutzt, die ausschließlich auf der Energie der Sonne als Energiequelle beruhen.

Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit

Wie die Ergebnisse des vorliegenden Projekts zeigen, beeinflusst die Integration von WEA in bestehende elektrische Netze die Fahrweise des bestehenden Kraftwerksparks, erfordert die Vorhaltung zusätzlicher Reserve und kann konventionelle Einheiten nicht vollständig ersetzen. Eine Anpassung der Technologie an das bestehende System ist nur bedingt möglich. Vielmehr stellt sich die Frage, wie das bestehende System angepasst werden kann, um Windenergie auch in großem Umfang nutzen zu können. Antworten auf diese Frage werden in den Schlussfolgerungen dieses Projekts gegeben.

Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge

Windenergie stellt eine fluktuierende und nur bedingt prognostizierbare Energiequelle dar, was dem elektrischen Energieversorgungssystem nicht entgegenkommt, da Erzeugung und Verbrauch ständig ausgeglichen werden müssen. In dem vorliegenden Projekt wird daher untersucht, welche konkreten Maßnahmen notwendig und sinnvoll sind, um die Systemicherheit auch bei hohen Windpenetrationen aufrecht zu erhalten.

Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität

Dezentral eingesetzte Technologien wie Windenergie zur Nutzung erneuerbarer Energieträger sichern tendenziell mehr Arbeitsplätze und steigern das regionale Einkommen, wie in einer Vielzahl von Studien bereits nachgewiesen wurde. Darüber hinaus bedeutet die schadstoff- und treibhausgasemissionsfreie Bereitstellung von Energiedienstleistungen mit Hilfe von Strom aus Windenergie eine bedeutende Steigerung an Lebensqualität.

6.3 Einbeziehung der Zielgruppen

Zur Einbindung der Zielgruppen ist es seit Beginn des Projekts zu einer Reihe von bilateralen Treffen bzw. Diskussionen (Telefon, Email) mit Vertretern außerhalb des Konsortiums gekommen (u.a. Verbund (Herbert Popelka, Gerd Schauer), Wienstrom (Thomas Schuster, Hans Taus), oekostrom AG (Ulfert Höhne, Peter Molnar), E.ON (Jürgen Neubarth), Siemens AG PSE E&I (Anton Heher), E-Control (Christian Schönbauer, Aria Rodgakia-Dara), AK-Wien (Gunda Kirchner), GE Wind (Andreas Wagner), EGL (Josef Zöchling), Consentec (Wolfgang Fritz), TU-Berlin (Georg Erdmann), Universität Oldenburg (Jens Tambke), etc.). Es hat jedoch nicht, wie ursprünglich geplant, einen formalen Kick-off Workshop für externe Interessenten gegeben, wo diese alle gemeinsam anwesend waren. Ein solches Treffen wurde von den Vertretern zu Projektbeginn nicht für sinnvoll erachtet, vielmehr wurden bilaterale Diskussionen angeboten, die sehr gute Inputs geliefert haben.

Auf internationaler bzw. europäischer Ebene wurden für dieses Projekt einerseits die bereits bestehenden Synergien und Kontakte zur Praxis bzw. Industrie genutzt, die sich durch die eigene Koordination bzw. Beteiligung an laufenden bzw. vor kurzem abgeschlossenen Projekten zum Thema der Integration von Erneuerbaren Energieträgern und Energieeffizienz ergaben, z.B.: Projekt RE-XPANSION: Da dieses Projekt von der European Wind Energy Association (EWEC) koordiniert wurde und der Antragsteller einer der Partner dieses Pro-

jekts war, war der Projektleiter voll über die laufende europäische Diskussion über die zentralen Fragen und Probleme aus der Sicht der Praxis informiert. Der Projektleiter seinerseits konnte bei diversen Workshops sämtliche offenen Fragen im Zuge des vorliegenden Projekts zur Sprache bringen und somit wertvolle Inputs für die laufende Arbeit bekommen.

Der für das Monat 10 geplante Ergebnisworkshop wurde im Zuge der 4. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien abgehalten. Dazu wurde von Seiten des EEG eine eigene Session zum Thema „Optimale Windintegration“ vorgesehen, bei der die Projektergebnisse von den Projektmitarbeitern Marian Klobasa und Carlo Obersteiner präsentiert wurden. In der anschließenden Diskussion mit internationalen Vertretern sämtlicher Zielgruppen unter der Leitung von Herbert Ritter konnten wesentliche Inputs für das Projekt gewonnen werden.

Die weitere Diskussion der Projektergebnisse mit relevanten Akteuren erfolgt durch die Präsentation der Ergebnisse bei nationalen wie auch internationalen Veranstaltungen und Veröffentlichungen in wissenschaftlichen Zeitschriften.

6.4 Beschreibung der Potenziale

Verbreitungspotential

Im Hinblick auf die bisherige Verbreitung der Ergebnisse im Zuge von nationalen und internationalen Projektworkshops und bilateralen Gesprächen und unter Berücksichtigung der geplanten zukünftigen Verbreitungsmaßnahmen ist ein hohes Verbreitungspotenzial (historisch und zukünftig) vorhanden. Dies wird durch den Innovationsgrad des Projekts unterstützt. Die Diskussion des Lastmanagements ist derzeit in den skandinavischen Ländern hoch aktuell. Der Projektmitarbeiter Carlo Obersteiner konnte sich davon durch die Teilnahme an der Konferenz „Enhancing and Developing Demand Response in the Energy Markets“ am 27. Mai 2005 in Kopenhagen selbst überzeugen.

Marktpotenzial

Eine Vermarktung der Ergebnisse im Sinne eines Produktes ist nicht geplant.

Umsetzungspotenzial

Im Zuge der 2. Ausschreibung der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ wurde bereits ein Nachfolgeprojekt eingereicht, in welches die Ergebnisse der Projekte „Windintegration unterstützt durch Lastmanagement“ und „Faire Wettbewerbsbedingungen für Virtuelle Kraftwerke“ einfließen sollen. Es wird dabei ein Konzept für die Umsetzung eines „Virtuellen Ökostrom Kraftwerks“ (so lautet auch der Kurztitel des eingereichten Projekts) im Detail ausgearbeitet. Inputs aus dem vorliegenden Projekt sind neben technischen und wirtschaftlichen Aspekten des Lastmanagements auch Methoden zur Abbildung von Windprognosefehlern. Die konkrete Umsetzung in Form eines Demonstrationsprojektes ist im Zuge einer der folgenden Ausschreibungen geplant.

Im Nachfolgeprojekt soll konkret analysiert werden, ob die Einbindung der Lastseite in ein Energiemanagementsystem eines Energieversorgers unter den derzeitigen Bedingungen wirtschaftlich sinnvoll erscheint. Ist dies der Fall, so ist mit großer Wahrscheinlichkeit mit einer Umsetzung dieser Idee im Zuge eines Demonstrationsprojekts zu rechnen.

Literaturverzeichnis

- APCS: „Synthetische Lastprofile 2005“, APCS Power Clearing and Settlement AG, www.apcs.at, 2005
- Brauner G., Pöpl G.: „Entwicklung der österreichischen Erzeugungskapazitäten bis 2015“, 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), Wien, 2005
- Consentec: „Abschätzung der Ausgleichsenergiekosten der Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen für das Jahr 2005“, Untersuchung im Auftrag der E-Control GmbH, Wien, 22. September 2004
- Consentec "Ökonomische Aspekte der dezentralen Stromerzeugung in Österreich", Aachen: CONSENTEC im Auftrag der E-Control 2004
- Consentec, RWTH Aachen, FGH-Mannheim: "Auswirkungen des Windkraftausbaus in Österreich", Studie von Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. im Auftrag der E-Control GmbH, Schlussbericht, Juni 2003
- Consentec, RWTH Aachen: „Analyse des Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung in der Regelzone der Verbund APG“, Gutachten im Auftrag der VERBUND-Austrian Power Grid AG (APG), Wien, 9. Dezember 2003
- Crew M., C. Fernando, and P. Kleindorfer, The Theory of Peak-Load Pricing: A Survey, *Journal of Regulatory Economics* 8, pp. 215-248, 1995
- Danish Wind Industry Association: „Guided Tour – Wind turbine siting/Roughness and shear“, www.windpower.org, 2004
- Dany G., Haubrich H. J.: "Anforderungen an die Kraftwerksreserve bei hoher Windenergieeinspeisung", *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, S. 890-894, Nr. 12, 2000
- Dany, G. (2000): Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil, Aachen: Klinkenberg
- DENA-Netzstudie: Schulz EWI, DEWI, E.ON Netz, RWE Transportnetz Strom, VE Transmission: „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, Studie im Auftrag der deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Köln, 24. Februar 2005
- DESTATIS: „Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden“, Statistisches Bundesamt: Produzierendes Gewerbe, Fachserie 4, Reihe 4.3, Wiesbaden 2000
- DESTATIS: „Monatsbericht der Elektrizitätsversorgung“, Deutsches Statistisches Bundesamt, 2004
- DEWI: "Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland", Studie des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI) im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie e.V. und VDMA, NR. SO-199, 15. Oktober 2002.

- DEWI: "WindEnergy-Studie 2002", Pressemitteilung ausgeführt vom Deutschen Windenergie-Institut (DEWI) im Auftrag der Hamburg Messe und Congress GmbH, 2002
- DG TREN: „Wind Turbine Grid Connection and Interaction“, General Information from the European Commission – Directorate-General for Energy and Transport (DG TREN), produced by Deutsches Windenergie-Institut (DEWI) in association with Tech-wise A/S and DM Energy, 2001
- Dobesch H., Kury G.: „Wind Atlas for the Central European Countries“, Österreichische Beiträge zu Meteorologie und Geophysik, Heft 16, Wien 1997
- Driver R.A., Ritchey I.: "Issues arising from the development role of gaseous fuels", Proceedings: 17th WEC-Congress, Houston, 13. –18. September 1998
- E-Control 2005 (2005) Dezentrale Erzeugung in Österreich, Wien: Studie der E-Control (www.e-control.at)
- E-Control: „Betriebsstatistik 2003 – Täglicher Belastungsablauf“, www.e-control.at, 2004
- E-Control: "Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“, Teil A, S.39-44, Version 1.2, www.e-control.at, 2004
- E-Control: „Betriebsstatistik 2001 – Gesamte Elektrizitätsversorgung“, www.e-control.at, 2001
- E-Control: „Jahresbericht 2004“, Energie-Control GmbH, Wien, 2005
- EEG: "GreenX – Deriving Optimal promotion Strategies for Increasing the Share of RES-E in a Dynamic European Electricity Market – Dynamic cost-resource curves", Report: Work package 1 Report des EU-Projekts GreenX, September 2003
- EEG: „Pushing a Least Cost Integration of Green Electricity into the European Grid – Work Package 1“, Project GreenNet coordinated by the Energy Economics Group – University of Technology Vienna (EEG) within the 5th framework programme of the European Commission supported by DG TREN, Dezember 2003
- Egger H., Marketz M., Haubrich H.-J., Hartmann T., Hinüber G., Neus H.: „Zukünftiger Wert der Stromerzeugung aus Wasserkraft“, 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), Wien, 2005
- Elsässer R. F.: "Kosten der Windenergienutzung in Deutschland", Präsentation im Rahmen der Sitzung des Wirtschaftsrates der Union, 23. Juli 2002
- EON (2004): <http://www.eon-netz.com> (besucht: 21.9.2004)
- Ernst, B. "Entwicklung eines Windleistungsprognosemodells zur Verbesserung der Kraftwerkseinsatzplanung", Kassel: Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET) 2003
- EWEA, DG TREN: "Wind Energy – The Facts", Study published by The European Wind Energy Association (EWEA) and the European Commission's Directorate General for

- Transport and Energy (DG TREN) within the ALTENER Programme of the European Commission, www.ewea.org, 2003
- EWEA: „European Installed Wind Capacity – End 2003“, European data for wind power installations published by The European Wind Energy Association (EWEA), www.ewea.org, 2004
- Fachhochschule Flensburg (2001): Vorlesungsmanuskript zur Vorlesung Windenergietechnik, Wintersemester 2001
- Focken, U.; Lange, M.; Heinemann, D. (2002): Previento – Regional Wind Power Prediction with Risk Control. Proceedings of the Global Windpower Conference. Paris, France
- Fuchs M., Boxberger M.: „Windenergieboom in Deutschland – Konsequenzen für die Stromnetze“, Präsentation beim Arbeitskreis Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft e.V. (DPG), Bad Honnef, 17. Oktober 2003
- Fuchs M.: "Windpower in Germany – Present situation and outlook", CEO E.ON Netz, 23. Jänner 2003
- Future Cogen: Whiteley, M.; Minett, S.; Hinnells, M.; Rajkiewicz, A.; Alakangas, E.; Kolin, S. (2001) The Future of CHP in the European Market – The European Cogeneration Study, Overmoor, Neston, Corsham: ESD
- Geiger, B.; Hardi, M.; Brückl, O.; Roth, H.; Tzscheuschler, P. (2004): CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, T. U. M. (Hrsg.), Herrsching: Energie & Management Verlag
- Geiger, B.; Wittke, F. (2004): Die energiewirtschaftlichen Daten der Bundesrepublik Deutschland. In: Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), 56 (1/2), S. 41-46
- Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), BGBl. Nr. 40/Teil I ausgegeben zu Bonn, 31. Juli 2004
- Haidvogel H.: "Netzanbindung von Windenergieerzeugungsanlagen (WEA)", Elektrizitätswirtschaft, S. 20–21, 2002
- Hartkopf, T.; Hagenkort, B. (1998): Kapazitätseffekt der Windkraftanlagen in Hessen
- Hau, E. (1996): Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Überarbeitete und aktualisierte Auflage. Berlin: Springer
- Haubrich H. J., FGH-Mannheim: "Sicherheitsaspekte in der Stromversorgung", 26. Juni 2003
- Häusler M., Owan F.: "AC or DC for connecting Offshore Wind Farms to the Transmission Grid?", Proceedings for the 2002 Workshop on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Stockholm, 2002
- Herbst, R. (1997): An- und Abfahrverluste bei Blockanlagen. In: VGB Kraftwerkstechnik, 77 (11), S. 966-970.

- Hooff J. L.: "Survey of integration of 6000 MW offshore wind power in the Netherlands electricity grid in 2020", 2003
- Huber, C., G. Resch, M. A. Lopez-Polo: „Final report of the project Dynamic RES-E“, Jubiläumsfond Projektnr. 9408 – finanziert von der Österreichische Nationalbank; Energy Economics Group (EEG), TU Wien, 2004
- IG Windkraft: „Landkarte“, www.igwindkraft.at, 2004a
- IG Windkraft: „Windenergie in Österreich – Stand 31.12.2003“, www.igwindkraft.at, 2004b
- ILEX ENERGY Consulting, Strbac G.: "Quantifying the system costs of additional renewables in 2020", A report of ILEX Energy Consulting in association with Manchester Center for Electrical Energy (UMIST) for the Department of Trade&Industry (DTI), Oktober 2002.
- IWR (2002): <http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/witab67.html> vom 09.12.2002, Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) (2002): IWR Windindex
- Jackson J.: "A cry for better forecasters in Denmark", Windpower Monthly, S. 40–42, December 2003, 2003
- Jackson J.: "Integrated in practice but not in theory", Windpower Monthly, S. 41–44, February 2004, 2004.
- Janiczek R., Madajewski K., Sobczak B.: "Study of Integration Possibilities of Wind Energy with the Polish Power Grid", Proceedings: European Wind Energy Conference 2003, Madrid, 16. –19. Juni 2003.
- Junginger M., Faaij A., Turkenburg W. C.: "Cost reduction prospects for offshore wind farms", paper presented at the EWEA, Madrid, 2003.
- Kintner-Meyer, M.; Goldman, C.; Sezgen, O.; Pratt, D. (2003): Dividends with Demand Response. In: ASHRAE Journal, Berkeley, California: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory
- Kirby B.J.: "Spinning Reserve From Responsive Loads", Prepared for the Transmission Reliability Program Office of Power Technologies Assistant Secretary for Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. Department of Energy, Oak Ridge National Laboratory, March 2003
- Knight S.: "Balancing cost halved by forecast program", Windpower Monthly, S. 42–43, December 2003, 2003
- Kratena K., Schleicher S.: „Energieszenarien bis 2020“, Studie des Österreichischen Instituts für Wirtschaftsforschung im Auftrag der Bundesministerien für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft sowie für Wirtschaft und Arbeit, Wien, Oktober 2001
- Kury G., Dobesch H.: „Das Windenergiepotential in Österreich – seine Erfassung und regionale Verteilung“, Elektrotechnik und Informationstechnik, ÖVE-Verbandszeitschrift, S.415–420, Ausg. Juli/August 1999

- Leonhard, W.; Müller, K. (2002): Ausgleich von Windenergieschwankungen mit fossil befeuerten Kraftwerken – wo sind die Grenzen? In: Elektrizitätswirtschaft (ew), 101 (21-22), S. 30-37
- Lux, R. (1999): Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme, Stuttgart: Universität Stuttgart
- Mantzou L., Capros P., Kouvaritakis N., Zeka-Paschou M., Chesshire J., Guilmo J.F.: „European Energy and Transport Trends to 2030“, Publication by National Technical University of Athens (NTUA) for the Directorate-General for Energy and Transport (DG TREN), Belgium, January 2003
- McGovern M.: "Forecasting focus on who pays in Spain", Windpower Monthly, S. 45–46, December 2003, 2003
- McLeay K., Moretti D., MacDonald M.: "Electrical design for offshore wind", Journal re-gen, S. 58–61, Juni/Juli 2003.
- McManus, M. T.; Baumgartner, R. (2003): An Integrated Combined-Cycle Plant Design That Provides Fast Start Capability at Base-Load. In Proceedings: PowerGEN 2003, Las Vegas, 9–11.12.2003
- Milborrow D.: "The real cost of integration wind", Windpower Monthly, S. 35–39, February 2004, 2004.
- Molly, J. P. (1990): Windenergie, 2. Auflage. Karlsruhe: Verlag C. F. Müller
- Morthorst P. E.: "Wind power and the conditions at a liberalised power market", 2003
- Nabe Ch.: "Capacity credits for wind energy in deregulated electricity markets – limitations and extensions", Proceedings of the European Wind Energy Conference Kassel, 25. – 27. September 2000
- Nilssen G., Walther B.: „Market-based Power Reserves Acquisition“, Conference on Methods to Secure Peak Load Capacity in Deregulated Electricity Markets, 7–8 June 2001, Stockholm, Sweden
- Obersteiner C.: "Zusatzkosten für elektrische Energieversorgungssysteme durch die vermehrte Integration von Windenergieanlagen", Diplomarbeit, ausgeführt am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, 2004
- O’Bryant M.: "An american lesson in positive pragmatism", Windpower Monthly, S. 39–41, February 2004, 2004
- Pantaleo A., Pellerano A., Trovato M.: "Technical issues on wind energy integration in power systems: Projections in Italy", Proceedings: European Wind Energy Conference 2003, Madrid, 16. –19. Juni 2003
- Parsons B., Milligan M., Zavadil B., Brooks D., Kirby B., Dragoon K., Caldwell J.: "Grid Impacts of Wind Power: A Summary of Recent Studies in the United States", Proceedings: European Wind Energy Conference 2003, Madrid, 16. –19. Juni 2003.

- Pfaffenberger, W., et al. (2004): AGFW "Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien" Hauptstudie Bearbeitungsabschnitt 2, Band 2: Technikentwicklung und -bewertung, Frankfurt: AGFW
- Quaschnig, V. (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Online Version vom 17.12.02: <http://www.volker-quaschnig.de/klima2000/index.html>
- Quaschnig, V. (2002): Windpark-Ertragsanalyse.
<http://www.volker-quaschnig.de/software/windertrag/index.html> vom 17.12.02
- Radgen, P.; Blaustein, E. (2001): Compressed air systems in the European Union, Radgen, P.; Blaustein, E. (Hrsg.), Stuttgart: LOG-X Verlag
- REISI (2004): http://reisi.iset.uni-kassel.de/wind/reisi_dw.html (besucht: 21.9.2004), Institut für Solare Energieversorgungstechnik [ISET] (2004)
- Rohrig, K. (2003): Windleistungsprognose für Übertragungsnetzbetreiber. In: Brennstoff-Wärme-Kraft (BWK), 55 (5), S. 42–45
- RWE (2004): <http://www.rwetransportnetzstrom.com> (besucht: 21.9.2004)
- Schulz, W. (2005): Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Köln, Basel: EWI/Prognose.
- Schulz, W.; Kalies, M.; Hillebrand, B. (2004): Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG), Köln, Leipzig, Essen: EWI, IE, RWI
- Seawind: „Guidelines Tool for Planning and Implementation of Coastal Offshore Wind Parks“, Summary of Altener Project 4.1030/Z/01-103/2001, August 2003
- Siebers, T. (1990): Aufbereitung und Analyse der verbundenen Langzeitmessungen der Windkraftanlagen und Wind im Windpark Westküste. Diplomarbeit am Institut für Schiffbau, Universität Hamburg
- Sponholz, H.-J. (2001): Windenergietechnik Maschinen und Strömungstechnik
- Strese J.: „Das virtuelle Regelkraftwerk“, Fachzeitschrift e|m|w Energie, Markt, Wettbewerb, Heft 06/03, Essen, 2003
- Tambke J., Poppinga C., Gräwe U., Lueder von Bremen, Lange M., Focken U., Bye J. A. T., Wolff J.-O.: „Forecasting Wind Power above North and Baltic Sea using Combined and Refined Numerical Weather Predictions“, Proceedings of the 5th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, 7–8 April 2005, Glasgow, Scotland
- UCTE: "National electricity consumption 2002 and peak load (December 2002), www.ucte.org, 2002

- UCTE: "National electricity consumption 2003 and peak load (December 2003), www.ucte.org, 2003
- UCTE: "Operation Handbook – Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance [E]", Summary of relevant technical standards and recommendations for the technical operation of the UCTE interconnected grid from the Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), version 1.8, www.ucte.org, 1. März 2004
- UWIG: "Wind Power Impacts on Electric-Power-System Operating Costs", Summary and Perspective on Work Done to Date from the Utility Wind Interest Group, November 2003
- Van Roy P., Soens J., Driesen J., Belmans R.: "Impact of offshore wind generation on the Belgian high voltage grid", Proceedings: European Wind Energy Conference 2003, Madrid, 16. –19. Juni 2003
- Vattenfall (2004): <http://transmission.vattenfall.de/> (besucht: 21.9.2004)
- Verseille J.: "Growth and Grids – Panel discussion on issues of grid extension, supply predictability and power quality", Proceedings: European Wind Energy Conference 2003, Madrid, 16. –19. Juni 2003.
- VIK (2000/2001): Statistik der Energiewirtschaft 2000/2001, Herausgeber: Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
- Wright S. D., Rogers A. L., Manwell J. F., Ellis A.: "Transmission Options for Offshore Wind Farms in the United States", Proceedings: 2002 AWEA Conference – Transmission Options for Offshore Wind Farms in the United States, 2002

Tabellenverzeichnis

Tabelle 0.1:	Annahmen zur Entwicklung der installierten WEA-Leistung und - Erzeugung in Österreich und Deutschland bis zum Jahr 2020.	3
Tabelle 0.2:	Jährliche zusätzliche Kosten durch Auswirkungen der WEA-Einspeisung auf den Systembetrieb in Österreich und Deutschland bis 2020.	5
Tabelle 0.3:	Jährliche CO ₂ -Reduktionen durch WEA-Einspeisung mit und ohne Berücksichtigung von zusätzlichen windbedingten Emissionen in Österreich und Deutschland bis 2020.	5
Tabelle 0.4:	Überblick über verlagerbare Anwendungen nach Sektoren und Kategorisierung entsprechend deren Charakteristik.	6
Table 0.5:	Assumptions on the development of wind capacity and wind power production for Austria and Germany until 2020.	8
Table 0.6:	Development of additional annual system operation costs related to wind power in Austria and Germany until 2020 according to the baseline-scenario.	9
Table 0.7:	Development of annual CO ₂ -reductions related to wind power w/o consideration of additional system related emissions for Austria and Germany until 2020.	10
Table 0.8:	Overview of responsive loads in different sectors.	10
Tabelle 3.1:	Reduktion der CO ₂ -Minderung ohne Teillastverhalten und Anfahrverluste nach der Simulation für Deutschland (Kraftwerkpark 2000).	25
Tabelle 3.2:	Reduktion der CO ₂ -Minderung durch Teillastverhalten und Anfahrverluste ohne Einsatz in KWK (Kraftwerkpark 2000).	26
Tabelle 5.1:	Zusammensetzung der mittleren windbedingten Systemkosten im Jahr 2004 in Abhängigkeit des Windausbaus für ein System mit einem Verhältnis Onshore : Offshore = 50 : 50. Quelle: Obersteiner (2004).	38
Tabelle 5.2:	Deutschland – Szenarien für die windbedingten Systemkosten für einen Ausbau von 20 % der Jahreshöchstlast (2004) und 35 % (2020). Werte basierend auf dem Jahr 2004. Quelle: Obersteiner (2004)	40
Tabelle 5.3:	Berechnung der Kapazitätskosten mit und ohne Berücksichtigung des Leistungseffekts.	44
Tabelle 5.4:	Kennzahlen der abgebildeten Kraftwerkstechnologien. Quelle: eigene Recherche, DENA et al. 2005	46
Tabelle 5.5:	Anstieg der Regelleistung und des Regelenergieabrufs. Quelle: Schulz (2004).	53
Tabelle 5.6:	Zusammenfassung der Ergebnisse von internationalen Studien bezüglich Regelenergiekosten durch WEA: Quelle: Obersteiner 2004	55
Tabelle 5.7:	Ergebnisse länderspezifischer Studien zur windbedingten Netzerweiterung und den damit verbundenen Kosten. Quellen: siehe Tabelle 7.8.	57
Tabelle 5.8:	Quellenangaben zu den obigen Ergebnissen	58

Tabelle 5.9:	Kalibrierung der Windprognose.....	67
Tabelle 5.10:	Überblick über analysierte Anwendungen nach Sektoren und Kategorisierung entsprechend deren Charakteristik	74
Tabelle 5.11:	Verletzung der (N-1)-Sicherheit für das Jahreshöchstlast-Szenario	88
Tabelle 5.12:	Verletzung der (N-1)-Sicherheit für das Winter-Niedriglastszenario.....	90
Tabelle 5.13:	Verletzung der (N-1)-Sicherheit für das Sommer-Niedriglastszenario	91
Tabelle 5.14:	Empirische Werte von Parametern, die für den Einsatz von Verbrauchern zur Reservevorhaltung relevant sind. Quelle: eigene Schätzung, Quaschnig/Hanitsch (1999).....	94
Tabelle 5.15:	Annahmen zum Baseline-Szenario für Österreich und Deutschland	100
Tabelle 5.16:	Aufteilung der zusätzlichen Minutenreserve auf Kraftwerkstechnologien in Österreich.....	108
Tabelle 5.17:	Aufteilung der zusätzlichen Minutenreserve auf Kraftwerks- technologien in Deutschland.....	109

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 0.1:	Gegenüberstellung des technischen Verlagerungspotentials im Haushalt für einen Wintertag mit dem Minutenreservebedarf der APG-Regelzone 2005 und 2020 bei Windausbau lt. BEST-Szenario und einem Windprognosefehler von 14 % (RMSPE).	6
Figure 0.2:	Comparison of the technical potential of responsive loads in households on a winterday with current and future requirements for minute reserve of the APG Balancing Zone. Assumptions: Wind power development according to BEST-scenario, wind forecast error = 13.5 % (RMSPE).	11
Abbildung 3.1:	Schwankungen des jährlichen Winddargebots in Deutschland. Quelle: REISI (2004).....	20
Abbildung 3.2:	Struktur des Windmodells.	21
Abbildung 3.3:	Variable Kosten der Stromerzeugung sowie CO ₂ -Emissionen. Quelle: eigene Berechnungen, Schulz (2005).	22
Abbildung 3.4:	Lastgang der öffentlichen Erzeugung in Deutschland am 3. Mittwoch des Monats Dezember 2003. Quelle: DESTATIS (2004).	23
Abbildung 5.1:	Zusammensetzung der mittleren windbedingten Systemkosten im Jahr 2004 in Abhängigkeit des Windausbaus für ein System mit einem Verhältnis Onshore : Offshore = 50 : 50. Quelle: Obersteiner (2004).	38
Abbildung 5.2:	Deutschland – Entwicklung der Kosten der Windenergie getrennt nach LRMC und windbedingten Systemkosten bei optimistischen Annahmen. Quelle: Obersteiner (2004).	39
Abbildung 5.3:	Anfahrverluste eines Braunkohleblocks. Quelle: Herbst (1997).	47
Abbildung 5.4:	Reduktion des Wirkungsgrades bei Betrieb in Teillast. Quelle: Lux (1997)..	48
Abbildung 5.5:	Änderungen der abgegebenen Leistung von WEA in Abhängigkeit der installierten Leistung im UCTE-Netz basierend auf Dany/Haubrich (2000). Vergleich mit der Standardabweichung der UCTE-Last.	50
Abbildung 5.6:	Bedarf an manueller Minutenreserve P_{MR} bezogen auf die Jahreshöchstlast $P_{L,max}$ in Abhängigkeit der inst. WEA-Leistung für unterschiedliche Standardabweichungen σ_{err} des Prognosefehlers. Quelle: Dany/Haubrich (2000).	52
Abbildung 5.7:	Gegenüberstellung von empirischen Angaben zum zusätzlichen Reservebedarf durch WEA in Abhängigkeit des Windausbaus nach Dany/Haubrich (2000) und NREL.	52
Abbildung 5.8:	Ausgeschriebene positive Sekundär- und Minutenreserve in Deutschland 2003. Quellen: E-ON (2004), RWE (2004), EnBW (2004), Vattenfall (2004).	53
Abbildung 5.9:	Gegenüberstellung der Ergebnisse verschiedener Studien über die zusätzlichen Regelergiekosten durch WEA	56
Abbildung 5.10:	Gegenüberstellung der Ergebnisse länderspezifischer Studien zur windbedingten Netzerwe	
Abbildung 5.11:	Exemplarische Zusammensetzung der Investitionskosten von Offshore- und Onshore-Anlagen. Quelle: DG TREN (2001).	59

Abbildung 5.12: Installierte Leistung in Österreich bis 2020. Quelle: Huber et al. (2004).	61
Abbildung 5.13: Entwicklung der erzeugten Strommenge in Österreich lt. BEST-Szenario für ein gutes, mittleres und schlechtes Windjahr.	62
Abbildung 5.14: Leistungszeitreihe der Windeinspeisung in Österreich im Jahr 2020.	63
Abbildung 5.15: Simulierte monatliche Windeinspeisung in Österreich im Jahr 2020.	63
Abbildung 5.16: Unterstellte Entwicklung im On- und Offshorebereich in Deutschland.	64
Abbildung 5.17: Entwicklung der erzeugten Strommenge für ein gutes, mittleres und schlechtes Windjahr.	65
Abbildung 5.18: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Fluktuationen der Windleistung für unterschiedliche Zeitintervalle.	66
Abbildung 5.19: Auswertung der monatlichen Windenergieeinspeisungen bei 48 GW installierter Windleistung in Deutschland.....	66
Abbildung 5.20: Simulation der Windeinspeisung und Windprognose.....	68
Abbildung 5.21: Vorgangsweise bei der Ermittlung von Lastverlagerungspotentialen.....	69
Abbildung 5.22: Verbrauchsentwicklung im Gewerbe bis 2020 nach Anwendungen. Quellen: Kratena/Schleicher (2001), EEG-Datenbank, ISI-Datenbank.	70
Abbildung 5.23: Lastkurve für Haushaltsanwendungen in Deutschland. Quelle: ISI-Datenbank.	71
Abbildung 5.24: Eingabemaske des Lastverlagerungstool auf MS-Excel-Basis	72
Abbildung 5.25: Österreich 2005 – theoretisches Lastverlagerungspotential von ausgewählten Anwendungen nach Verlagerungskategorien für einen Sommertag. Quelle: eigene Erhebungen.	75
Abbildung 5.26: Österreich 2005 – theoretisches Lastverlagerungspotential von ausgewählten Anwendungen nach Verlagerungskategorien für einen Wintertag. Quelle: eigene Erhebungen.	75
Abbildung 5.27: Deutschland 2005 – theoretisches Lastverlagerungspotential von ausgewählten Anwendungen nach Verlagerungskategorien für einen Sommertag. Quelle: eigene Erhebungen.	76
Abbildung 5.28: Deutschland 2005 – theoretisches Lastverlagerungspotential von ausgewählten Anwendungen nach Verlagerungskategorien für einen Wintertag. Quelle: eigene Erhebungen.	77
Abbildung 5.29: Entwicklung des Stromverbrauchs für ausgewählte Haushaltsanwendungen in Österreich bis 2020. Quellen: Kratena/Schleicher (2001), EEG-Datenbank, eigene Erhebungen.	79
Abbildung 5.30: Das Prinzip der Lastverlagerungsangebotskurve. Quelle: Kintner-Meyer et al. (2003)).....	80
Abbildung 5.31: Flussdiagramm des Energiesystemmodells.....	82
Abbildung 5.32: Oberfläche des Softwaretools zur Abbildung der Auswirkungen von WEA auf den Systembetrieb.	85

Abbildung 5.33: Beispielhafte Ergebnisdarstellung einer Szenarienrechnung des Softwaretools zur Abbildung der Auswirkungen von WEA auf den Systembetrieb.	86
Abbildung 5.34: Änderung der Auslastung von relevanten 230 kV-Übertragungsleitungen durch maximale Windeinspeisung bei Jahreshöchstlast, mit und ohne 400 kV Verbindung zwischen Kainachtal und Südburgenland.....	88
Abbildung 5.35: Änderung der Auslastung von relevanten 230 kV-Übertragungsleitungen durch maximale Windeinspeisung für das Sommer-Hochlast-Szenario, mit und ohne 400 kV Verbindung zwischen Kainachtal und Südburgenland.....	89
Abbildung 5.36: Änderung der Auslastung von relevanten 230 kV-Übertragungsleitungen durch maximale Windeinspeisung für das Winter-Niedriglastszenario, mit und ohne 400 kV Verbindung zwischen Kainachtal und Südburgenland.....	90
Abbildung 5.37: Änderung der Auslastung von relevanten 230 kV-Übertragungsleitungen durch maximale Windeinspeisung für das Sommer-Niedriglastszenario, mit und ohne 400 kV Verbindung zwischen Kainachtal und Südburgenland.....	91
Abbildung 5.38: Gegenüberstellung des technischen Verlagerungspotentials im Haushalt für einen Sommertag mit dem Minutenreservebedarf der APG-Regelzone 2005 und 2020 bei Windausbau lt. BEST-Szenario und einem Windprognosefehler von 14 % (RMSPE).....	95
Abbildung 5.39: Gegenüberstellung des technischen Verlagerungspotentials im Haushalt für einen Wintertag mit dem Minutenreservebedarf der APG-Regelzone 2005 und 2020 bei Windausbau lt. BEST-Szenario und einem Windprognosefehler von 14 % (RMSPE).....	95
Abbildung 5.40: Gegenüberstellung des lastseitigen Reservepotentials von Prozesskälte- und Lüftungsanwendungen in Gewerbe und Industrie bei Einbindung von 60 % des Verbrauchs mit der in Deutschland vorgehaltenen Minutenreserve.....	96
Abbildung 5.41: Elektrische Wirkungsgrade heute verfügbarer Technologien, bei Brennstoffzelle Zielgröße. Legende: GuD: Gas- und Dampfturbine, GT: Gasturbine, BZ: Brennstoffzelle. (Quelle: Pfaffenberger 2004).....	98
Abbildung 5.42: Teillastverhalten von dezentralen Erzeugungseinheiten (Quelle Pfaffenberger 2004).	99
Abbildung 5.43: Entwicklung des windbedingten zusätzlichen Bedarfs an Minutenreserve und Ausgleichsenergie in Österreich bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario.	101
Abbildung 5.44: Entwicklung des windbedingten zusätzlichen Bedarfs an Minutenreserve und Ausgleichsenergie in Deutschland bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario.	102
Abbildung 5.45: Entwicklung spezifischer Kosten für windbedingte Minutenreserve und Ausgleichsenergie und der spezifischen Netto-CO ₂ -Einsparung von WEA in Österreich bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario.	103
Abbildung 5.46: Entwicklung spezifischer Kosten für windbedingte Minutenreserve und Ausgleichsenergie und der spezifischen Netto-CO ₂ -Einsparung von WEA in Deutschland bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario.....	104

Abbildung 5.47: Entwicklung des zusätzlichen windbedingten Minutenreservebedarfs in Abhängigkeit des Windprognosefehlers in Österreich bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario.	106
Abbildung 5.48: Entwicklung spezifischer Kosten für zusätzlichen Bedarf an Minutenreserve und Ausgleichsenergie in Abhängigkeit des Windprognosefehlers in Österreich bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario.	106
Abbildung 5.49: Entwicklung des zusätzlichen windbedingten Minutenreservebedarfs in Abhängigkeit des Windprognosefehlers in Deutschland bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario.	107
Abbildung 5.50: Entwicklung spezifischer Kosten für zusätzlichen Bedarf an Minutenreserve und Ausgleichsenergie in Abhängigkeit des Windprognosefehlers in Deutschland bis 2020. Annahmen lt. Baseline-Szenario.	108
Abbildung 5.51: Entwicklung spezifischer Kosten für windbedingten Bedarf an Minutenreserve und Ausgleichsenergie für verschiedene Aufteilungen der Reserve auf die zur Verfügung stehenden Kraftwerkstechnologien in Österreich. Annahmen lt. Tabelle 5.16.	109
Abbildung 5.52: Entwicklung spezifischer Kosten für windbedingten Bedarf an Minutenreserve und Ausgleichsenergie für verschiedene Aufteilungen der Reserve auf die zur Verfügung stehenden Kraftwerkstechnologien in Österreich. Annahmen lt. Tabelle 5.17.	110
Abbildung 5.53: Gegenüberstellung der Ergebnisse zum zusätzlichen Minutenreservebedarf durch Windintegration in Österreich lt. Consentec et al. (2003) mit jenen aus eigenen Modellrechnungen.	111
Abbildung 5.54: Gegenüberstellung der Ergebnisse zum zusätzlichen Minutenreservebedarf durch Windintegration in Deutschland lt. DEWI et al. (2005) mit jenen aus eigenen Modellrechnungen.	112
Abbildung 5.55: Gegenüberstellung der Sterbelinie des österreichischen Kraftwerksparks mit dem zukünftigen Kapazitätsbedarf lt. European Energy and Transport Trends to 2030. Quellen: EEG-Datenbank, Dissertation Keseric, Mantzos et al. (2003).	117
Abbildung 5.56: Gegenüberstellung der Sterbelinie des deutschen Kraftwerksparks mit dem zukünftigen Kapazitätsbedarf lt. European Energy and Transport Trends to 2030 unter Berücksichtigung des Kernkraftausstieges bis 2020. Quellen: EEG-Datenbank, Dissertation Keseric, Mantzos et al. (2003).	118
Abbildung 5.57: Entwicklung der durchschnittlichen Wirkungsgrade einzelner Kraftwerkstechnologien in Österreich bis 2020.	121
Abbildung 5.58: Entwicklung der durchschnittlichen Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerkstechnologien in Deutschland bis 2020.	122
Abbildung 5.59: Netto-CO ₂ -Einspareffekt für verschiedene Kraftwerkstechnologien in Österreich.	123
Abbildung 5.60: Entwicklung der CO ₂ -Einsparfaktoren für unterschiedliche Technologien in Deutschland.	123

Abbildung 5.61: Verdrängung konventioneller Erzeugung durch Windenergie in Österreich.....	124
Abbildung 5.62: Verdrängung konventioneller Erzeugung durch Windenergie in Deutschland.	125
Abbildung 5.63: Entwicklung der CO ₂ -Einsparfaktoren in Österreich bis 2020.....	126
Abbildung 5.64: Entwicklung der CO ₂ -Einsparfaktoren in Deutschland bis 2020.....	126

Anhang 1: Klimadaten für Österreich und Deutschland

Für Österreich wurden von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG), Wien, für je ein schlechtes, mittleres und gutes „Windjahr“ die 10-Minuten Werte für 15 Klimastationen zur Verfügung gestellt, die das ISI-Windmodelle als Inputdaten zur Simulation für Österreich verwendet.

Folgenden Windbedingungen sind für die Jahre laut ZAMG repräsentativ:

- 1997: mittleres Jahr
- 2000: gutes Jahr
- 2002: schlechtes Jahr

Für folgende Stationen liegen die 10-Minutenwerte vor:

Tabelle A1.1: Überblick über berücksichtigte Standorte in Österreich. Quelle: ZAMG.

statnr	name	lon	lat	elev
11037	GROSSENZERSDORF	16.56	48.19	157
11194	NEUSIEDLAMSEE	16.85	47.94	135
11350	SALZBURG-FREISAAL	13.05	47.79	420
11292	LASSNITZHOEHE	15.59	47.07	531
11015	FREISTADT	14.5	48.5	549
11035	WIEN/HOHEWARTE	16.35	48.24	203
11126	PATSCHERKOFEL	11.46	47.21	2247
11105	FELDKIRCH	9.61	47.27	440
11028	ST.POELTEN	15.61	48.17	282
11395	ANDAU	17.03	47.77	122
11231	KLAGENFURT-FLUGHAFEN(AUTOMAT)	14.32	46.64	450
11120	INNSBRUCK-FLUGHAFEN(AUTOMAT)	11.35	47.27	579
11032	POYSDORF	16.64	48.67	202
11030	TULLN/LANGENLEBARN	16.12	48.32	177
11059	WELS/SCHLEISSHEIM	14.07	48.16	312

Nachfolgend ist ein Auszug des Datensatzes für die Klimastation Nr. 11015 (Freistadt) am 1.1.2002 von 00:10 - 06:00 Uhr in 10-Minutenintervallen dargestellt.

Tabelle A1.2: Auszug aus Wetterdaten als Input für das ISI-Windmodell: Quelle: ZAMG.

statnr	datum	stdmin	ffam	ffx	dd	tl	p
11015	20020101	00:10	1.9	3.4	319	-7.4	963.9
11015	20020101	00:20	1.8	4.2	321	-7.8	963.9
11015	20020101	00:30	1.6	3	319	-8.1	964.2
11015	20020101	00:40	1	2.2	311	-8.4	964.4
11015	20020101	00:50	0.7	1.2	25	-10.1	964.5
11015	20020101	01:00	0.6	1.2	81	-11.6	964.7
11015	20020101	01:10	0.9	1.4	111	-11.9	964.8
11015	20020101	01:20	0.8	1.3	117	-12.5	964.9
11015	20020101	01:30	0.8	1.6	262	-11.7	965.1
11015	20020101	01:40	0.7	1.2	32	-12.4	965.2
11015	20020101	01:50	0.6	0.9	57	-13	965.3
11015	20020101	02:00	1.1	2.3	360	-12.7	965.5
11015	20020101	02:10	0.9	2	48	-13.6	965.5
11015	20020101	02:20	0.7	1.2	44	-13.6	965.5
11015	20020101	02:30	0.9	1.5	2	-13.7	965.6
11015	20020101	02:40	1	2	317	-13.8	965.6
11015	20020101	02:50	0.8	1.6	21	-14.2	965.7
11015	20020101	03:00	0.8	1.5	78	-14.3	965.6
11015	20020101	03:10	0.7	1.2	5	-14.2	965.9
11015	20020101	03:20	0.7	1.3	30	-14.2	965.9
11015	20020101	03:30	1.1	2.1	6	-14.3	965.9
11015	20020101	03:40	1	2.9	8	-13.5	965.9
11015	20020101	03:50	2.2	4.8	300	-11	965.8
11015	20020101	04:00	2.4	4.6	300	-9.2	965.7
11015	20020101	04:10	2.5	6	310	-8.8	965.7
11015	20020101	04:20	2.1	4.9	314	-8.4	965.6
11015	20020101	04:30	2.3	5.3	300	-8.1	965.6
11015	20020101	04:40	2	5.7	278	-8.1	965.7
11015	20020101	04:50	1.9	5	264	-8	965.7
11015	20020101	05:00	1.4	2.5	138	-8.4	965.8
11015	20020101	05:10	1	2.2	134	-8.6	965.9
11015	20020101	05:20	0.8	2.3	195	-8.3	966
11015	20020101	05:30	0.8	2.3	207	-7.9	966
11015	20020101	05:40	1.2	2.6	216	-7.6	966.1
11015	20020101	05:50	1.3	4	263	-7.4	966.2
11015	20020101	06:00	1.3	3.5	234	-7.2	966.3

Legende:

statnr Stationsnummer

ffam Windmittel (Meter pro Sekunde)

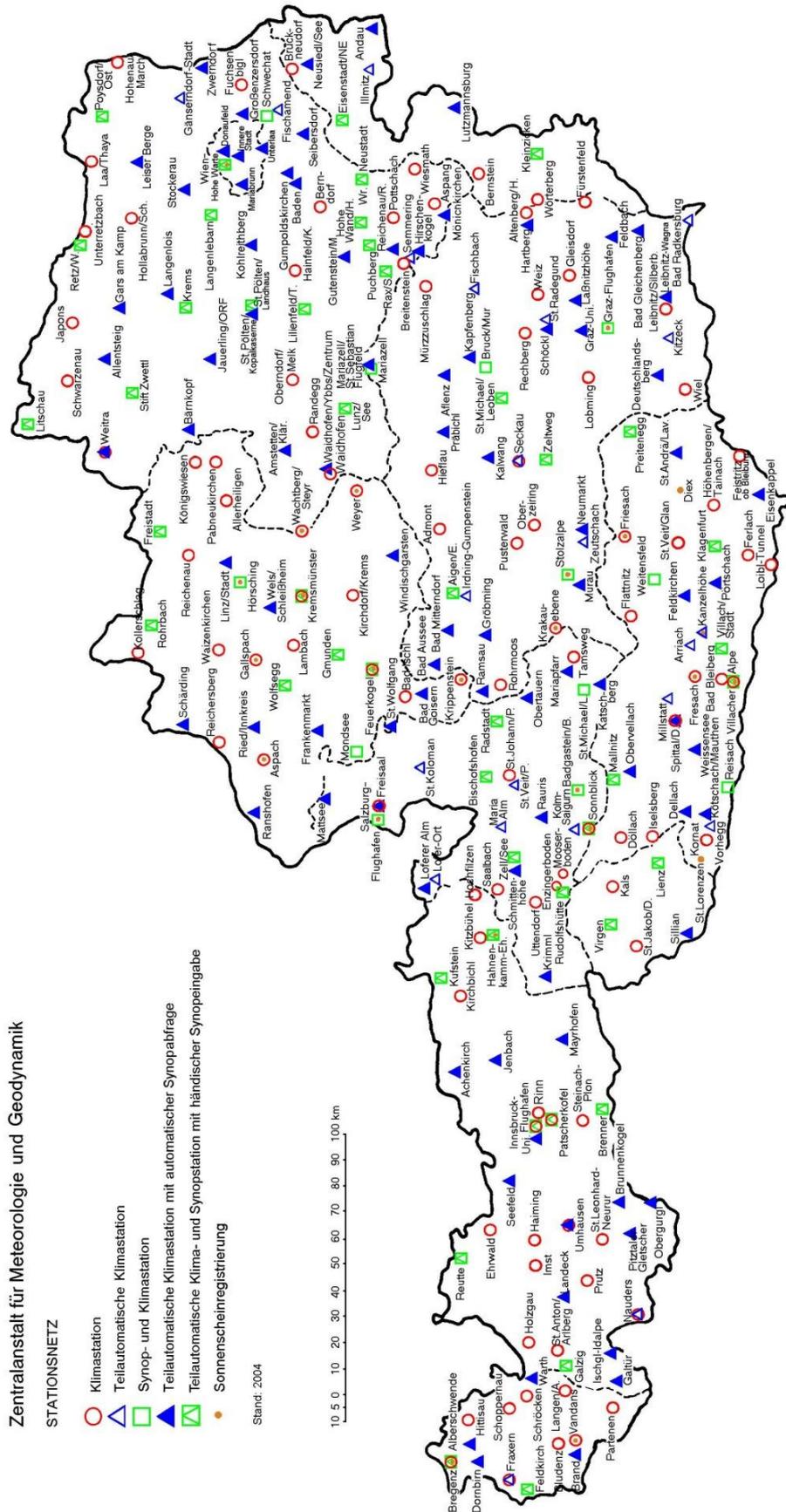
ffx 2 Sekunden Windspitze (Meter pro Sekunde)

dd Windrichtung in Grad, 0 = Norden, 90 = Osten

tl Temperatur (Grad Celsius)

p Luftdruck (mbar)

ZAMG-Messstandorte in Österreich



DWD-Standorte zur Abbildung der Windeinspeisung in Deutschland

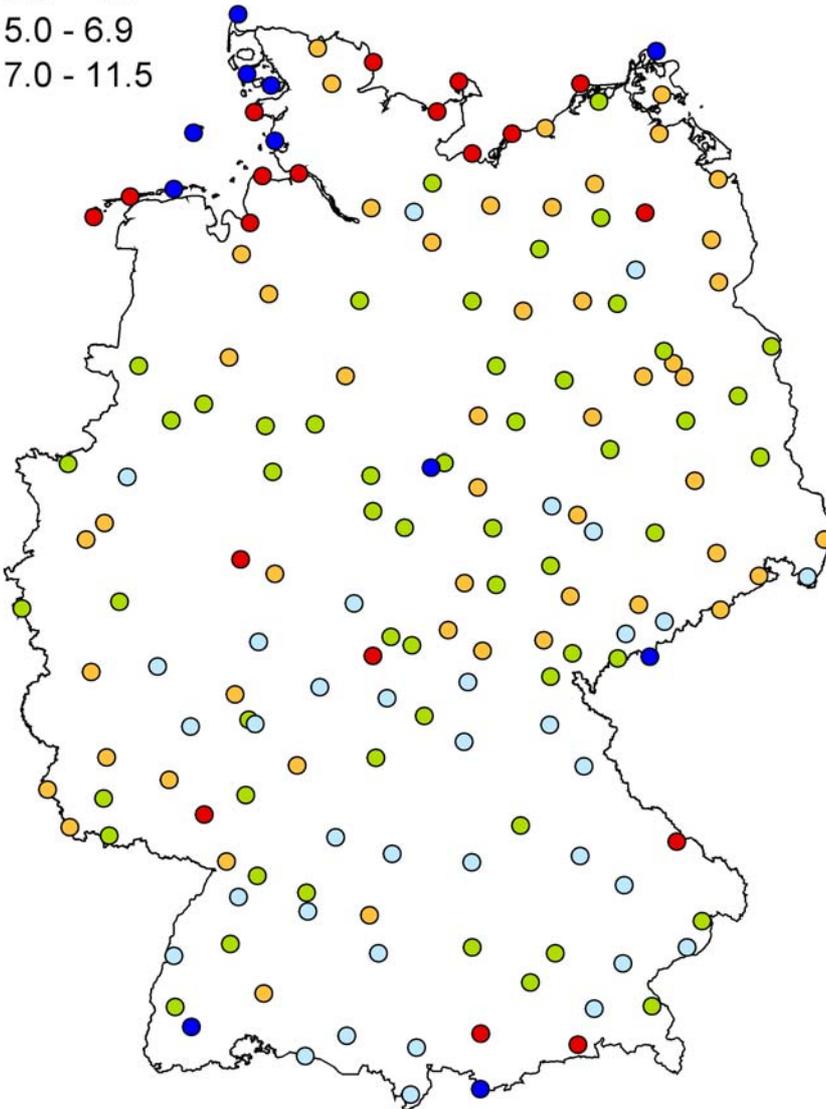
Für Deutschland wurden vom Deutschen Wetter Dienst (DWD) für je ein schlechtes, mittleres und gutes „Windjahr“ die 10-Minuten Werte für ca. 180 Klimastationen zur Verfügung gestellt, die das ISI-Windmodelle als Inputdaten zur Simulation für Deutschland verwendet.

Folgenden Windbedingungen sind für die Jahre repräsentativ:

- 1998: mittleres Jahr
- 2000: gutes Jahr
- 2001: schlechtes Jahr

Mittlere Windgeschwindigkeit in m/s

- 1.7 - 2.8
- 2.9 - 3.7
- 3.8 - 4.9
- 5.0 - 6.9
- 7.0 - 11.5



Anhang 2: Berechnung der windbedingten Kapazitätskosten für Österreich und Deutschland mit Hilfe des thermischen Äquivalentes

Die Berechnung der windbedingten Kapazitätskosten für Österreich und Deutschland mit Hilfe des thermischen Äquivalentes für eine statische Annahme bestimmter Windausbauraten im Jahr 2020 werden nachfolgend für die Sommermonate gezeigt, die sich durch geringere durchschnittliche Windenergieerzeugung – und somit höheren Kapazitätskosten – kennzeichnen.

Tabelle A2.1: **Österreich** – Zusätzliche Kapazitätskosten in Abhängigkeit der installierten WEA-Kapazität für das Jahr 2020 bei Nutzung des Sommerleistungseffekts.

Durchschnittliche Kapazitätskosten in Abhängigkeit von Pwind, inst										
WEA-Kapazität	GW	0,5	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4
WEA-Volllaststunden	h	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
WEA-Erzeugung	GWh	1000	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
Lastfaktor Gasturbine	%	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Volllaststunden Gasturbine	h	7008	7008	7008	7008	7008	7008	7008	7008	7008
Kapazitätsäquivalent Gasturbine	GW	0,143	0,143	0,285	0,428	0,571	0,713	0,856	0,999	1,142
Leistungseffekt (Sommer)	%	0,0	15,4	15,4	13,7	13,7	12,2	12,2	10,9	10,9
WEA-Kapazitätsbeitrag	GW	0,000	0,077	0,154	0,205	0,274	0,305	0,366	0,381	0,436
benötigte therm. Kapazität	GW	0,143	0,066	0,132	0,223	0,297	0,409	0,490	0,617	0,706
jährliche spezifische Anlagenkosten	€/kW,a	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Kapazitätskosten	Mio.€	7,85	3,63	7,25	12,26	16,35	22,48	26,97	33,96	38,81
Kapazitätskosten je MWh Wind	€/MWh	7,85	3,63	3,63	4,09	4,09	4,50	4,50	4,85	4,85

Österreich – Annahmen für das „thermische Äquivalent“: jährliche spezifische Anlagenkosten = 55 €/kW,a (spezifische Anlagenkosten 420 €/kW,a, Anlagennutzungsdauer 15 a, Zinssatz 10 %), Lastfaktor = 80 %. 100 % Onshore.

Tabelle A2.2: **Deutschland** – Zusätzliche Kapazitätskosten in Abhängigkeit der installierten WEA-Kapazität für das Jahr 2020 bei Nutzung des Sommerleistungseffekts

Durchschnittliche Kapazitätskosten in Abhängigkeit von Pwind, inst										
WEA-Kapazität	GW	5	5	10	15	20	25	30	35	40
WEA-Volllaststunden	h	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
WEA-Erzeugung	GWh	12500	12500	25000	37500	50000	62500	75000	87500	100000
Lastfaktor Gasturbine	%	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Volllaststunden Gasturbine	h	7008	7008	7008	7008	7008	7008	7008	7008	7008
Kapazitätsäquivalent Gasturbine	GW	1,784	1,784	3,567	5,351	7,135	8,918	10,702	12,486	14,269
Leistungseffekt (Sommer)	%	0,0	19,5	17,1	17,1	14,9	14,9	12,9	12,9	11,3
WEA-Kapazitätsbeitrag	GW	0,000	0,977	1,705	2,558	2,970	3,713	3,881	4,527	4,522
benötigte therm. Kapazität	GW	1,784	0,807	1,862	2,793	4,164	5,205	6,821	7,958	9,748
jährliche spezifische Anlagenkosten	€/kW,a	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Kapazitätskosten	Mio.€	98,10	44,37	102,41	153,62	229,04	286,30	375,18	437,70	536,12
Kapazitätskosten je MWh Wind	€/MWh	7,85	3,55	4,10	4,10	4,58	4,58	5,00	5,00	5,36

Deutschland – Annahmen für das „thermische Äquivalent“: Jährliche spezifische Anlagenkosten = 55 €/kW,a (spezifische Anlagenkosten 420 €/kW,a, Anlagennutzungsdauer 15 a, Zinssatz 10 %), Lastfaktor = 80 %. Onshore : Offshore = 50 : 50.

Anhang 3: Kraftwerkpark und Erzeugungskosten

Tabelle A3.1: Parameter zur Allokation von Kosten durch zusätzlichen Minutenreserve- und Ausgleichsenergiebedarf für Österreich

		Pump- speicher	GuD	Stein- kohle	Braun- kohle	Gas- turbine
Wirkungsgrad @ EPL	%	75	58	47	44	38
SRMC (kurzfristige Erzeugungskosten)	€/MWh	30,7	27,2	14,1	9,1	42,6
Emissionen	tCO ₂ /MWh(th)	0,349	0,198	0,35	0,374	0,198
eta @ 70 %EPL	%		56,84	46,53	41,8	35,34
Anfahrfaktor						1,2
Spotmarkpreis	€/MWh	34	32	27	29,1	50
Kostensteigerung durch delta eta	€/MWh		0,6	0,4	0,7	0
Opportunitätskosten	€/MWh	3,3	4,8	12,9	20	7,4

Tabelle A3.2: Merit-Order bestehender Anlagen in Deutschland

Dynamische Kennzahlen	Einheit	GuD	GT	StK	BrK	Wasser	KKW	Speicher
Investment	€/kW	460	332	971	1074	3500	1841	1000
Brennstoffpreis	Cent/kWh(th)	1,55	1,60	0,57	0,30		0,313	0
variable Betriebskosten	Cent/kWh(el)	0,05	0,05	0,20	0,23			
Emissionen	g/kWh(th)	198,55	198,55	350,15	374,26	0,00	0	0
Instandhaltung & Lohn	€/kW	23,6	26,1	28,6	29,2	35,00	38,6	18
Wirkungsgrad 100 % Last	%	47,00	30,00	40,40	36,30	100	33,00	100
Wirkungsgrad 70 % Last	%	46,06	27,90	40,00	34,49	100	32,34	100
Wirkungsgrad 50 % Last	%	44,65	24,00	38,78	32,67	100	31,35	100
Wirkungsgrad 30 % Last	%					95		95
Minimale Leistung	%	60	0	60	60	0	20 - 60	0

Tabelle A3.3: Annahmen zur Entwicklung der Kraftwerksleistungen in Österreich und Deutschland bis 2020

Kraftwerksleistungen in MW					
	2000	2005	2010	2015	2020
Österreich					
Laufwasser	3.793	3.793	3.793	3.793	3.793
Steinkohle	769	769	769	1.300	1.300
Braunkohle	256	256	256	256	256
GuD	427	427	1.000	1.500	2.000
GT	346	346	700	1.000	1.300
Speicher	4.096	4.096	4.096	4.096	4.096
Deutschland					
Wasser	2.603	2.603	2.603	2.603	2.603
Kernkraft	19.679	19.679	15.175	12.289	9.868
Braunkohle	18.070	18.070	17.124	20.359	21.690
Steinkohle	24.007	24.007	27.991	24.736	23.155
GuD	9.561	9.561	11.107	9.822	9.822
GT	7.997	7.997	11.900	13.800	17.800

Anhang 4: Ergebnisse BEST-Szenario

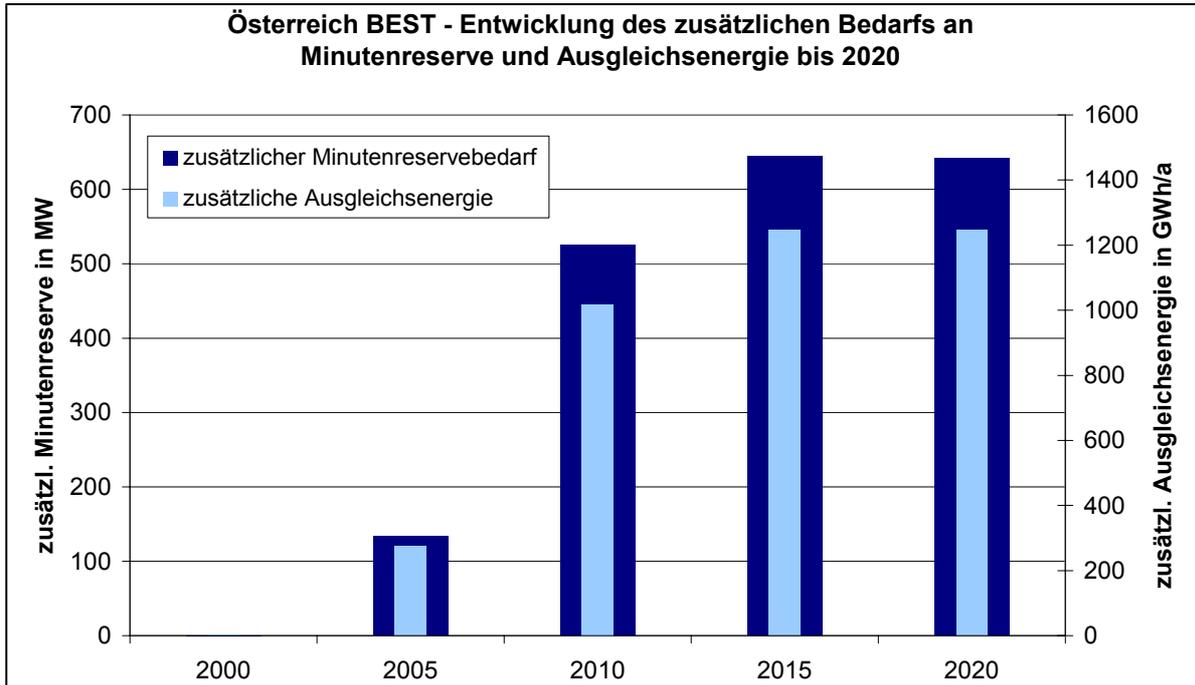


Abbildung A4.1: Entwicklung des windbedingten zusätzlichen Bedarfs an Minutenreserve und Ausgleichsenergie in Österreich bis 2020. Annahmen lt. BEST-Szenario

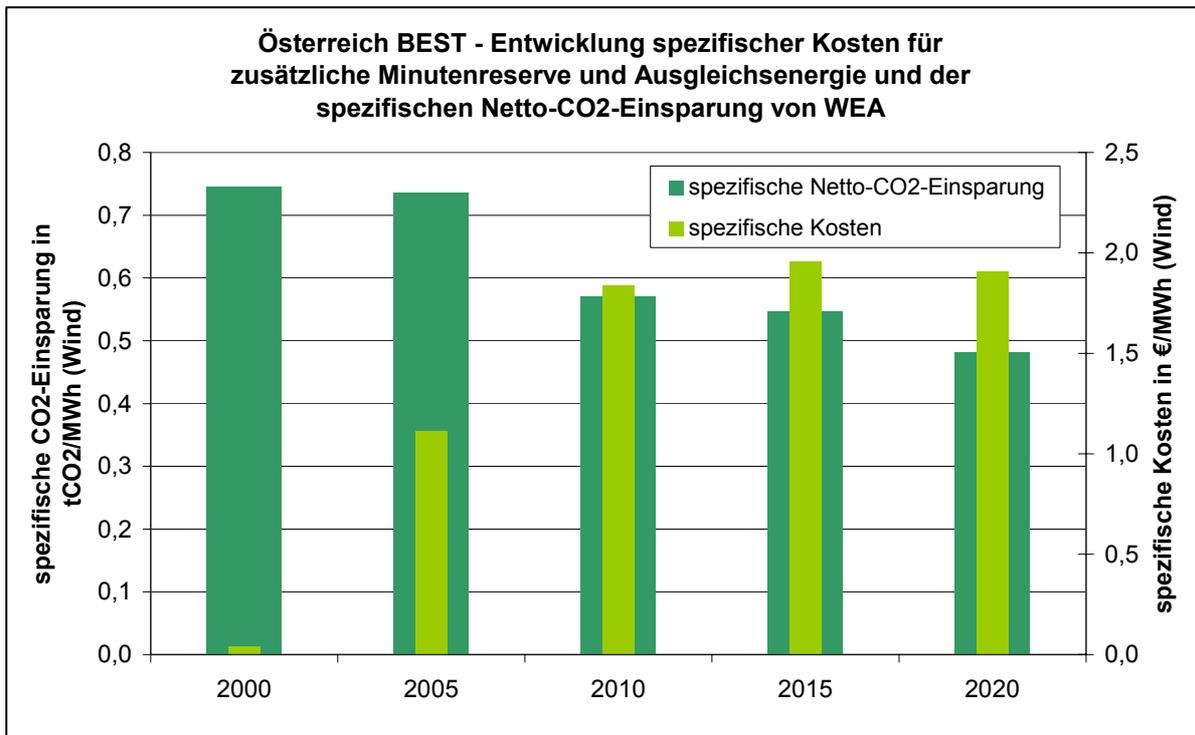


Abbildung A4.2: Entwicklung spezifischer Kosten für windbedingte Minutenreserve und Ausgleichsenergie und der spezifischen Netto-CO₂-Einsparung von WEA in Österreich bis 2020. Annahmen lt. BEST-Szenario

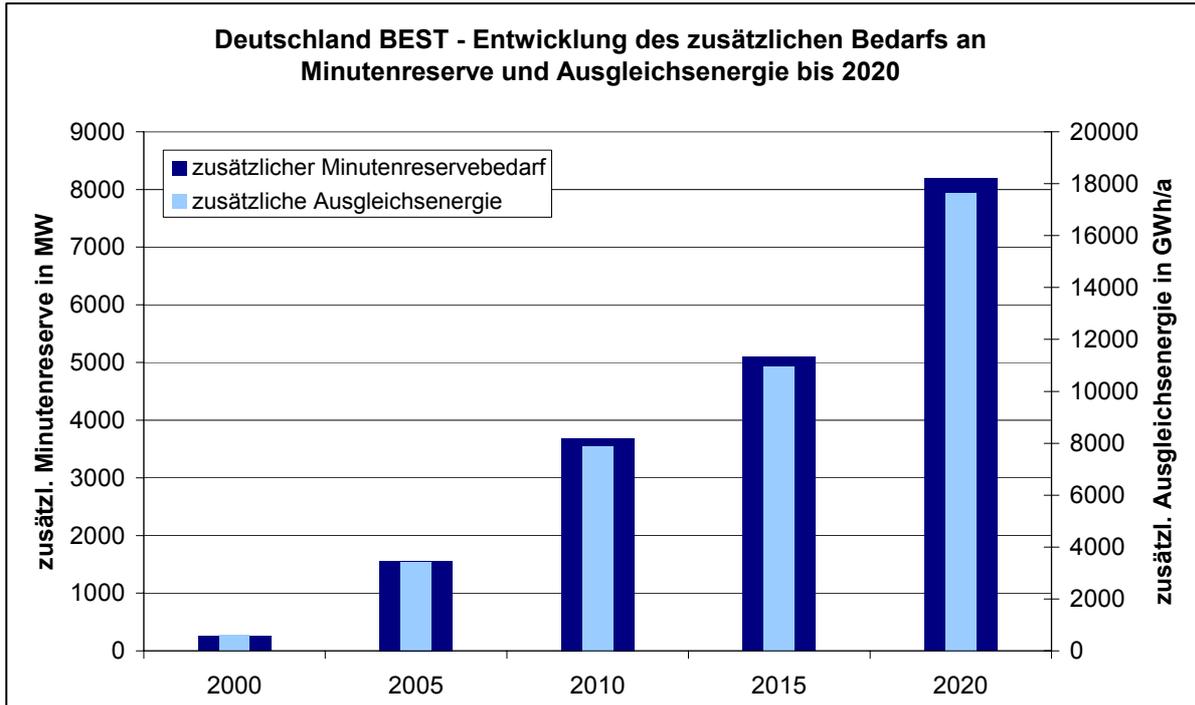


Abbildung A4.3: Entwicklung des windbedingten zusätzlichen Bedarfs an Minutenreserve und Ausgleichsenergie in Deutschland bis 2020. Annahmen lt. BEST-Szenario

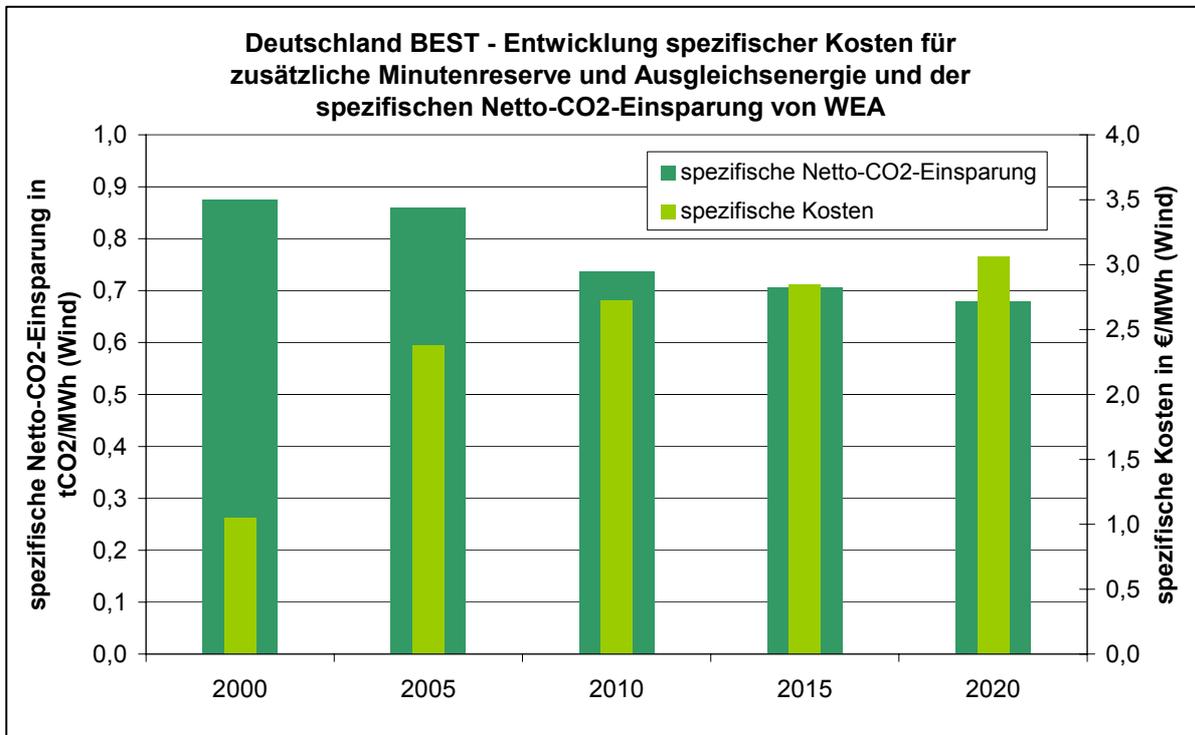


Abbildung A4.4: Entwicklung spezifischer Kosten für windbedingte Minutenreserve und Ausgleichsenergie und der spezifischen Netto-CO₂-Einsparung von WEA in Deutschland bis 2020. Annahmen lt. BEST-Szenario