

Forschungsbericht

**Ökonomische und
technisch-betriebliche
Auswirkungen
verteilter Elektrizitäts-
erzeugung in
Verteilungsnetzen
– eine modellgestützte
Analyse am Beispiel
eines Mittel-
spannungsnetzes**

Rüdiger Barth

Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in
Verteilungsnetzen – eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von

Rüdiger Barth

aus Ostfildern

Hauptberichter:

Prof. Dr.-Ing. Voß

Mitberichter:

Prof. Dr. techn. Scheffknecht

Tag der mündlichen Prüfung:

28. Januar 2013

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
der Universität Stuttgart

2013

ISSN 0938-1228

D93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) an der Universität Stuttgart. Herrn Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß möchte ich für die Betreuung und den Hauptbericht sehr danken. Mit seinen Fragen und Denkanstößen hat er wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen. Für die freundliche Übernahme des Koreferats danke ich Herrn Prof. Dr. techn. Günter Scheffknecht vom Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik.

Meinen ehemaligen Vorgesetzten und Kollegen am Institut danke ich für die sehr angenehme Arbeitsumgebung und Zusammenarbeit am Institut. Durch die Bearbeitung verschiedenster Forschungsprojekte und in einer Vielzahl an fachlichen Diskussionen konnte ich viele Aspekte der Energie- und vor allem der Elektrizitätswirtschaft kennenlernen. Davon hat ohne Frage auch diese Arbeit gewinnen können. Hier möchte ich ganz besonders meinen Abteilungsleitern Dr. Christoph Weber, Dr. Derk Jan Swider und Dr. Ingo Ellersdorfer danken. Und natürlich möchte ich Jürgen Apfelbeck, Sebastian Bothor, Heike Brand, Thomas Eberl, Johann Gottschling, Dr. Bernhard Hasche, Matthias Hundt, Dr. Robert Küster, Dr. Kai Sander, Ning-hong Sun und Dr. Marcel Zürn sowie all die Kollegen der anderen Abteilungen am Institut nicht vergessen.

Nicht zuletzt danke ich ganz herzlich meinen Eltern für all den Rückhalt, durch ihre stete Zuversicht an die Fertigstellung dieser Arbeit haben sie mich mehr als unterstützt. Und sehr gerne spreche ich Silvia Keil ein „Danke schön!“ für ihre sprachlichen Korrekturen aus.

Im März 2013

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	13
Symbol- und Abkürzungsverzeichnis	15
Zusammenfassung	21
Summary	25
1 Einleitung und Zielsetzung	29
2 Grundlagen zur verteilten Elektrizitätserzeugung	33
2.1 Charakterisierung der verteilten Elektrizitätserzeugung	33
2.1.1 Klassifizierung und Definition	33
2.1.2 Technologien der verteilten Erzeugung und Speicherung	36
2.1.3 Virtuelle Kraftwerke	52
2.2 Energierechtliche Rahmenbedingungen	57
2.3 Elektrizitätshandel	62
2.4 Netzbetrieb und Elektrizitätserzeugung im Verteilungsnetz	67
2.4.1 Strukturen der Verteilungsnetze	67
2.4.2 Elektrischer Lastfluss	69
2.4.3 Netzanbindung von Elektrizitätserzeugungsanlagen	72
2.4.4 Anschluss von Elektrizitätserzeugungsanlagen an das Verteilungsnetz	77
2.4.5 Betriebsführung von Verteilungsnetzen mit verteilter Elektrizitätserzeugung	80
3 Modellgestützte Planung des Kraftwerks- und Netzbetriebs für Systeme der verteilten Elektrizitätserzeugung	89
3.1 Numerische Optimierungsverfahren	89
3.2 Stochastische Programmierung	93
3.3 Modellierung des Netzbetriebs	98
3.3.1 Modellendogene Beschreibung des elektrischen Lastflusses	100
3.3.2 Linearisierte Darstellung der Restriktionen des elektrischen Lastflusses	102
3.3.3 Generatoren und Blindleistungskompensationsanlagen	118
3.4 Kombinierte Betriebsplanung	120
3.4.1 Kurzfristprognosen der Windenergieeinspeisung und rollierende Planung	122
3.4.2 Zielfunktion	126
3.4.3 Restriktionen	131
4 Analysen des Betriebs von Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung	143
4.1 Definition der betrachteten Szenarien	143
4.1.1 Topologie des Verteilungsnetzes und zu deckende Nachfrage	143

4.1.2 Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen	150
4.2 Ökonomische Auswirkungen	160
4.3 Kostenminimale Deckung der Elektrizitätsnachfrage.....	164
4.4 Betrieb des Verteilungsnetzes	179
5 Schlussbetrachtung.....	191
Anhang A Szenariobäume zur stochastischen Beschreibung der Kurzfristprognose der Windenergieeinspeisung	197
A.1 Verteilung der Windgeschwindigkeitsprognose	197
A.1.1 Methodischer Ansatz für singuläre Windgeschwindigkeitsprognosen.....	197
A.1.2 Berücksichtigung von räumlichen Korrelationen des Prognosefehlers der Windgeschwindigkeit.....	200
A.2 Transformation zu Prognosen der Windenergieeinspeisung.....	201
A.3 Szenarienreduktion und Baumbildung	202
A.3.1 Szenarioreduktion	203
A.3.2 Bildung mehrstufiger Szenariobäume.....	204
Literaturverzeichnis.....	209

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1: Schematische Gegenüberstellung der zentralen und verteilten Elektrizitätserzeugung.....	35
Abb. 2-2: Leistungskennlinie einer Windkraftanlage.....	47
Abb. 2-3: Handelsformen der Elektrizitätsmärkte.....	63
Abb. 2-4: Bildung des Gleichgewichtspreises im Schnittpunkt von Angebots- und (preisflexibler) Nachfragekurve, nach.....	64
Abb. 2-5: Beispielhafter Aufbau eines Mittelspannungsnetzes aus strahlenförmig betriebenen Ringleitungen und verzweigten Ringen	69
Abb. 2-6: Leistungsfluss zwischen zwei exemplarischen Netzknoten mit $S =$ Scheinleistung bestehend aus $P =$ Wirkleistung und $Q =$ Blindleistung, $U =$ Knotenspannung (Leiter-Erde), $\vartheta =$ Netzleitwinkel und $Z =$ Leitungsimpedanz bestehend aus Resistanz R und Reaktanz X	71
Abb. 2-7: Zulässiger Betriebsbereich eines Drehstromsynchrongenerators (Ausführung als Vollpolmaschine).....	74
Abb. 2-8: Indirekte Netzanbindung über einen Zwischenkreisumrichter	75
Abb. 2-9: Zulässiger Betriebsbereich einer Netzanbindung mit Zwischenkreisumrichter und selbstgeführtem Wechselrichter	76
Abb. 2-10: Zulässiger Betriebsbereich eines doppelt gespeisten Drehstromasynchrongenerators am Beispiel einer Windkraftanlage mit einer Anlagenleistung von 2,2 MVA).....	77
Abb. 2-11: Auswirkung der verteilten Elektrizitätserzeugung auf Lastflüsse im Verteilungsnetz.....	81
Abb. 2-12: Beispiel einer schnellen Spannungsänderung und einer nachfolgenden Spannungsänderung	82
Abb. 2-13: Qualitative Abhängigkeit der Übertragungsverluste vom Anteil der verteilten Elektrizitätserzeugung an der Nachfrage	87
Abb. 3-1: Illustration eines Szenariobaums zur Abbildung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion einer Zufallsgröße mit zwei Verzweigungsstufen und zehn diskreten Größen.....	96
Abb. 3-2: Aufteilung des deutschen Übertragungsnetzes in Netzzonen	100
Abb. 3-3: Linearisierung einer nichtlinearen Gleichung durch das Newton-Raphson-Verfahren, Darstellung der ersten beiden Iterationen	103
Abb. 3-4: Ganglinie der Scheinleistungsnachfrage des typischen Werktages der Zeitzone Winter im betrachteten Verteilungsnetz zur Validierung des Fast Decoupled Load Flows.....	111
Abb. 3-5: Vergleich des Verlaufs der mit Integral ermittelten tatsächlichen Schein-, a), und Wirkleistungsübertragung, b), mit der Abbildung durch den Fast	

Decoupled Load Flow für den betrachteten Werktag in der Zeitzone Winter für ausgewählte Leitungen	114
Abb. 3-6: Vergleich des Verlaufs der mit Integral ermittelten Spannungshöhen und der Abbildung durch den Fast Decoupled Load Flow, Ansatz FDLF-KN, a), und Varianten „BB“ bzw. „XB“, b), für den betrachteten Werktag in der Zeitzone Winter für ausgewählte Netzknoten	116
Abb. 3-7: Gewählte Struktur des Szenariobaums	123
Abb. 3-8: Rollierende Planung mit vier sukzessiven Planungsperioden zur Abdeckung der Einsatzoptimierung für einen halben Tag	126
Abb. 3-9: Wirkungsgradkennlinie am Beispiel von Erdgas-BHKW	127
Abb. 3-10: Kontinuierliche Variable der angefahrenen Kapazität $P_{i,e,s,t}^{An}$ und tatsächliche Elektrizitätserzeugung	136
Abb. 3-11: Modellierter Betriebsbereich von KWK-Anlagen mit a) einem und b) zwei Freiheitsgraden	138
Abb. 4-1: Grundlage des Benchmark-Netzes der CIGRE für die Mittelspannungsebene (unmaßstäbliche Darstellung)	144
Abb. 4-2: Benchmark-Netz der CIGRE für die Mittelspannungsebene (unmaßstäbliche Darstellung)	145
Abb. 4-3: Ganglinie der Nachfrage nach Wirk- und Blindleistung an den Netzknoten K3, a) und b), K5, c) und d), sowie K9, e) und f) für ein Kalenderjahr	149
Abb. 4-4: Ganglinie der Nachfrage nach Wärme an den Netzknoten a) K3 und b) jeweils Netzknoten K9 und K10 für ein Kalenderjahr	150
Abb. 4-5: Anordnung der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und -speicherung im Verteilungsnetz in den betrachteten Szenarien	152
Abb. 4-6: Stündliche Spotmarktpreise für Elektrizität in Deutschland im Jahr 2006	156
Abb. 4-7: Verlauf des Winddargebots, der Nachfrage nach Wirkleistung und Wärme sowie des Elektrizitätspreises am Spotmarkt der typischen Woche für a) Winter, b) Übergangszeit und c) Sommer	159
Abb. 4-8: Systembetriebskosten der betrachteten Szenarien in den Typwochen	161
Abb. 4-9: Deckung der stündlichen Wirkleistungsnachfrage der Netzknoten K2 bis K11 im Szenario „WKA“ in der typischen Woche für a) Winter, b) Übergangszeit und c) Sommer	167
Abb. 4-10: Deckung der stündlichen Wirkleistungsnachfrage in Netzknoten K2 bis K11 im Szenario „WKA+Speicher“ in der typischen Woche für a) Winter, b) Übergangszeit und c) Sommer	170
Abb. 4-11: Deckung der stündlichen Wirkleistungsnachfrage in Netzknoten K2 bis K11 im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ in der typischen Woche für a) Winter, b) Übergangszeit und c) Sommer	174

Abb. 4-12: Deckung der stündlichen Wirkleistungsnachfrage in Netzknoten K2 bis K11 im Szenario „WKA+BHKW“ in der typischen Woche für a) Winter, b) Übergangszeit und c) Sommer	178
Abb. 4-13: Stündliche Wirk- und Blindleistung des großen Speichers an Netzknoten K3 des Szenarios „WKA+Speicher“ während der typischen Winterwoche	180
Abb. 4-14: Mittlere und maximale Auslastung der Leitungen in den betrachteten Szenarien in der typischen a) Winterwoche, b) Woche der Übergangszeit und c) Sommerwoche	185
Abb. 4-15: Verlauf der Knotenspannungen im betrachteten Verteilungsnetz in der typischen Woche des Winters im Referenzszenario	188
Abb. 4-16: Verlauf der Knotenspannungen im betrachteten Verteilungsnetz in der typischen Woche des Winters a) im Szenario „WKA“, b) im Szenario „WKA+Speicher“, c) im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“	189
Abb. 4-17: Verlauf der Knotenspannungen im betrachteten Verteilungsnetz in der typischen Woche des Winters im Szenario „WKA+BHKW“	190
Abb. A-1: Ermittelte Standardabweichung des Windgeschwindigkeitsprognosefehlers in Abhängigkeit des Prognosehorizonts	199
Abb. A-2: Vergleich der simulierten und vorgegebenen Standardabweichung des Windgeschwindigkeitsprognosefehlers	199
Abb. A-3: Leistungskennlinie der Windkraftanlage des Typs Nordex S70/1500	202
Abb. A-4: Exemplarischer Szenariobaum der Vortagesprognose der Windenergieeinspeisung durch zwei Windkraftanlagen	207

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1: Spannungsebenen der Elektrizitätsversorgung.....	34
Tab. 2-2: Leistungskategorien der verteilten Erzeugung.....	36
Tab. 2-3: Literaturangaben zu technischen Parametern der Anlagentechnologien verteilter Elektrizitätserzeugung basierend auf thermischen Prozessen	38
Tab. 2-4: Literaturangaben zu ökonomischen Parametern der Anlagentechnologien verteilter Elektrizitätserzeugung auf Basis thermischer Prozesse und fluktuierender erneuerbarer Energien.....	39
Tab. 2-5: Brennstoffzellentypen	46
Tab. 2-6: Technische und ökonomische Eigenschaften ausgewählter Speichertechnologien	51
Tab. 2-7: Steuertarif bei Verwendung von Energieträgern in begünstigten Anlagen.....	61
Tab. 2-8: Derzeitige Mindestangebotsgrößen und Zeitscheiben an den Regelenergiemärkten.....	66
Tab. 2-9: Kategorisierung von Verteilungsnetzen auf Basis der Last- und Anschlussdichte.....	69
Tab. 3-1: Berücksichtigung der Resistanz bei der Bildung der Matrizen $B'_{i,k}$ und $B''_{i,k}$	108
Tab. 3-2: Mittlerer absoluter Fehler der linearisierten Abbildung des Schein- und Wirkleistungsflusses aller berücksichtigten Varianten des Fast Decoupled Load Flow	113
Tab. 3-3: Mittlerer absoluter Fehler der Abbildung der Spannungshöhe in [kV] für alle berücksichtigten Varianten des Fast Decoupled Load Flow	115
Tab. 3-4: Mittlerer absoluter Fehler der Abbildung der Netzleitwinkel in [°] für alle berücksichtigten Varianten des Fast Decoupled Load Flow	117
Tab. 4-1: Kennwerte der Netzleitungen des CIGRE-Benchmarknetzes für die Mittelspannung.....	146
Tab. 4-2: Charakteristische Zeitzone der Standardlastprofile.....	147
Tab. 4-3: Verbrauchergruppen, maximale Wirk- und Blindleistungsnachfrage und Leistungsfaktoren der jeweiligen Verbrauchergruppe an den einzelnen Netzknoten	148
Tab. 4-4: Technische und ökonomische Parameter der betrachteten Anlagen der Elektrizitätserzeugung und -speicherung	154
Tab. 4-5: Technische Parameter der betrachteten Wärmeerzeugungsanlagen	155
Tab. 4-6: Typische Kalenderwochen und deren Gewichtung zur Betrachtung eines gesamten Jahres.....	157
Tab. 4-7: Annuitäten der berücksichtigten Erzeugungs- und Speichieranlagen.....	162

Tab. 4-8: Jährliche Kosteneinsparung der betrachteten Szenarien verteilter Erzeugung gegenüber vollständigem Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt.....	163
Tab. 4-9: Jährliche Kosteneinsparung der betrachteten Szenarien verteilter Erzeugung gegenüber vollständigem Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt bei erhöhtem und verringertem Niveau des Elektrizitätspreises am Spotmarkt	164
Tab. 4-10: Kumulierte Wirkenergieerzeugung der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung des Szenarios „WKA“ in den betrachteten Typwochen.....	165
Tab. 4-11: Kumulierte Wirkenergieerzeugung der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und -speicherung des Szenarios „WKA+Speicher“ in den betrachteten Typwochen.....	168
Tab. 4-12: Kumulierte Wirkenergieerzeugung der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung des Szenarios „WKA+BIOM/BHKW“ in den betrachteten Typwochen	172
Tab. 4-13: Kumulierte Wirkenergieerzeugung der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung des Szenarios „WKA+BHKW“ in den betrachteten Typwochen.....	176
Tab. 4-14: Durchschnittliche Knotenspannung der Netzknoten K2 bis K11 in den betrachteten Szenarien und Typwochen.....	186

Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

Formelzeichen

Lateinische Buchstaben

A	Fläche [m ²]
A	Matrix von Konstanten
b	Vektor von Konstanten (rechte Seite bei Gleichungssystemen)
C	Leitungskapazität / Kondensatorkapazität [F]
C	Kovarianz
c	Anlagenflickerbeiwert [-]
c	Konstante
d	Nachfrage
E	Erwartungswert (stochastische Programmierung)
E _m	magnetische Feldstärke [A/m]
f	Frequenz [Hz]
ΔG	freie Reaktionsenthalpie [J]
H	Wärme
H	Wirkungsgrad [-]
ΔH	Reaktionsenthalpie [J]
h	Vektor von Konstanten (rechte Seite der zweiten Stufe bei stochastischer Programmierung)
I	Stromstärke [A]
K	thermische Kapazität einer elektrischen Leitung [MVA]
k	Kostenparameter
kap	Kapazität
L	Induktivität [H]
n	Anzahl
P	Wirkleistung [W]
p	Ordnung eines AR-Modells
Q	Blindleistung [VAr]
Q	Zielfunktion der zweiten Stufe (stochastische Programmierung)
q	Ordnung eines MA-Modells
q	Zielfunktionswert der zweiten Stufe (stochastische Programmierung)
R	Resistanz [Ω]
S	Scheinleistung [VA]
sk	Stromkennzahl [-]
sv	Stromverlustkennziffer [-]
t, T	diskreter Zeitschritt, diskreter Prognosehorizont

T	Temperatur [K], [°C]
T	Transitionsmatrix der zweiten Stufe (stochastische Programmierung)
U	Spannung [V]
ΔU	relative Spannungsänderung [V]
v	Windgeschwindigkeit [m/s]
\hat{v}	Windgeschwindigkeitsprognose [m/s]
\hat{v}_f	Fehler der Windgeschwindigkeitsprognose [m/s]
V	Varianz
W	Laden von elektrischen Speichern
W	Rekursionsmatrix der zweiten Stufe (stochastische Programmierung)
w	Schlupfvariable (primal)
wind	Prognose der Windenergieeinspeisung
X	Reaktanz [Ω]
x	Entscheidungsvariablen (primal)
Y	Admittanz [S]
y	Beobachtbare Größe zu einem diskreten Zeitpunkt
y	Entscheidungsvariablen (dual)
Z	Zielfunktionswert [€]
Z	Impedanz [Ω]
z	Schlupfvariable (dual)

Griechische Buchstaben

α	Parameter für AR-Modell
β	Parameter für MA-Modell
δ	Polradwinkel [°]
ε	Störterm
η	Wirkungsgrad [-]
η	Knoten eines Szenariobaums
ϑ	Netzleitungswinkel [°]
λ	Leistungsfaktor [-]
ξ	Vektor einer Zufallsgröße
ξ	durch Szenariobaum dargestelltes Szenario
π	Eintrittswahrscheinlichkeit [-]
ρ	Korrelation [-]
σ	Standardabweichung
φ	Phasenverschiebungswinkel [°]
ω	Zufallsgröße

Indizes

1FH	ein Freiheitsgrad
2FH	zwei Freiheitsgrade
An	Anhebung, angefahrene Kapazität
Anfahrt	Anfahrtszeit
AP	Arbeitspreis
Ausgleich	Ausgleichsenergie
BZ	Brennstoffzelle
C	Kapazität
Er	Erregerstrom
e, E	Einspeisung / Erzeugungsanlage
El	Elektrisch
F	Flicker
i, I	Netzknoten
i	allgemeiner Index
ind	Induktiv
j	allgemeiner Index
H	Wärme
H_max	Maximale Wärmeleistung
K	Kurzschluss
k	benachbarter Netzknoten
kap	kapazitiv
LP	Leistungspreis
M	Ordnungszahl, nicht ganzzahlig (Oberschwingungen)
Max	Maximal
Min	Minimal
min_aus	Mindeststillstandsdauer
min_ein	Mindestbetriebsdauer
min_Faktor	Mindestleistungsfaktor
Nenn	Nenn-
Netz	betrachtetes Netz
P	Wirkleistung
P_max	Maximale Wirkleistung
P_min	Minimale Wirkleistung
Q	Blindleistung
s, S	Szenario
Speicher	Elektrizitätsspeicher
t, T	diskrete Zeitpunkte, diskreter Prognosehorizont

t	Stufen eines Szenariobaums
T	transponiert
Th	Thermisch
theor.	Theoretisch
U	Kraftwerk
V	Verbrauch
Y	Ordnungszahl, ganzzahlig (Oberschwingungen)
W	Wind
zul	zulässig
*	optimale Lösung

Abkürzungen

ARMA	Autoregressive Moving-Average
ASG	Asynchrongenerator
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAES	Compressed air energy storage
CIGRE	International council on large electric systems
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DASG	Doppelt gespeister Asynchrongenerator
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FACTS	Flexible AC-Transmission Systems
GGLP	Gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung
GuD	Gas- und Dampfturbine
HKW	Heizkraftwerk
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IGBT	Insulated-Gate-Bipolar-Transistor
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MS	Mittelspannung
NO _x	Stickstoffoxide
NS	Niederspannung
ORC	Organic-Rankine-Cycle
OTC	Over-the-counter
PME	Pflanzenölmethylester

RME	Rapsölmethylester
SG	Synchrongenerator
SKE	Steinkohleneinheit
SMES	Superconducting magnetic energy storage
SLP	Sequentielle Lineare Programmierung
SQP	Sequentielle Quadratische Programmierung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
ZKU	Zwischenkreisumrichter

Zusammenfassung

Die Förderung der Elektrizitätserzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung durch die Energiepolitik führt zu einer zunehmenden Bedeutung der verteilten Elektrizitätserzeugung, deren Anlagen an die Verteilungsnetzebene angeschlossen werden. Ein System der verteilten Elektrizitätserzeugung kann hierbei aus mehreren Erzeugungstechnologien bestehen. Für den Anschluss und den Betrieb von Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung sind die gültigen energierechtlichen Rahmenbedingungen und Strukturen des Elektrizitätshandels zu berücksichtigen.

Mit dieser Arbeit werden ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen der verteilten Elektrizitätserzeugung in lokalen Verteilungsnetzen diskutiert. Die Analysen konzentrieren sich hierbei auf die Einspeisung von Windkraftanlagen in ein typisches Verteilungsnetz der Mittelspannungsebene. Die beschriebene Windenergieeinspeisung wird in mehreren Szenarien alternativ durch Batteriespeicher, durch ein Biomasseheizkraftwerk oder durch einen mit Erdgas betriebenen Verbrennungsmotor mit vergleichbarer Nennleistung und in Ausführung als Blockheizkraftwerk ergänzt. Die beiden letzteren Varianten verfügen weiterhin über zwei Erdgas-Blockheizkraftwerke kleinerer Nennleistung. Zur quantitativen Bewertung der Auswirkungen wird als Referenz die vollständige Deckung der Nachfrage im betrachteten Verteilungsnetz durch Bezug vom Spotmarkt für Elektrizität bzw. von der vorgelegten Netzebene herangezogen.

Die Basis der Analysen bildet eine fundamental-analytische Modellierung des kostenoptimalen Betriebs zur Nachfragedeckung unter Beachtung von betrieblichen Restriktionen. Für eine adäquate Beschreibung der ökonomischen und technisch-betrieblichen Auswirkungen der verteilten Elektrizitätserzeugung verfügt das entwickelte und angewandte Optimierungsmodell unter anderem über die folgenden Eigenschaften. Um für die Bestimmung der kostenoptimalen Nachfragedeckung im betrachteten Verteilungsnetz den Handelsschluss am vortägigen Spotmarkt für Elektrizität und intertemporale Restriktionen des Kraftwerks- und Speichereinsatzes berücksichtigen zu können, ist die Modellierung von Kurzfristprognosen sowie des Ausgleichs von aufgetretenen Prognosefehlern erforderlich. In dieser Arbeit werden hierzu die Prognosefehler der Windenergieeinspeisung mit stochastischer Programmierung beschrieben, die über den Erwartungswert hinaus die Abbildung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Prognosefehler ermöglicht. Der kostenoptimale Ausgleich der Prognosefehler wird mit rollierender Planung bestimmt. Als weitere wesentliche methodische Eigenschaft werden die einzelnen Knoten des betrachteten Verteilungsnetzes abgebildet und der komplexe elektrische Lastfluss bestehend aus Wirk- und Blindleistung auf Basis linearisierter Restriktionen berücksichtigt. Damit können sowohl die Leitungsauslastung als auch die Knotenspannungen betrachtet werden. Gegenüber der Beschreibung der Lastflussrestriktionen nach Newton-Raphson wird bezüglich der Leitungsauslastung bei Betrachtung der Scheinleistung ein mittlerer absoluter prozentualer Fehler von 3,7 % und bei Betrachtung nur der Wirkleistung

von 0,2 % erreicht. Der mittlere absolute prozentuale Fehler bezüglich der Knotenspannungen beträgt 0,2 %.

Die modellgestützte Betrachtung der berücksichtigten Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung führt zu den im Folgenden in Kürze dargestellten Ergebnissen. Im Vergleich zu einem vollständigen Bezug der nachgefragten Elektrizität vom Spotmarkt sinken die betrieblichen Kosten in allen betrachteten Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung. Ein nicht unwesentlicher Anteil des Betriebskostenrückgangs begründet sich durch die mögliche Reduktion des Blindenergiebezugs von der vorgelagerten Netzebene und der damit verbundenen Einsparung von Netznutzungsentgelten für Blindenergie. Jedoch zeigt sich bei weiterer Berücksichtigung der für die jeweiligen Anlagen der verteilten Erzeugung aufzubringenden Investitionskosten, dass im Vergleich zum vollständigen Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt keines der Szenarien zu einer Verringerung der gesamten Kosten der Nachfragedeckung führt. Ferner sind darüber hinaus anfallende Kosten für den Anschluss der Erzeugungs- und Speicheranlagen an das Verteilungsnetz sowie für Steuerungs- und Kommunikationsanlagen zur Regelung und weiteren Überwachung des Betriebs nicht berücksichtigt.

Mit zunehmender Elektrizitätseinspeisung der Anlagen der verteilten Erzeugung nimmt in logischer Konsequenz der Bezug vom vortägigen Spotmarkt für Elektrizität ab. Der gesamte Elektrizitätsbezug von der vorgelagerten Netzebene unter zusätzlicher Berücksichtigung des untertägigen Bezugs von Ausgleichsenergie aufgrund der nicht fehlerfrei prognostizierbaren Windenergieeinspeisung geht ebenfalls zurück. In keinem Fall wird Ausgleichsenergie zur Kompensation einer vortägigen Unterschätzung der Windenergieeinspeisung an die vorgelagerte Netzebene abgegeben. In allen Szenarien mit zusätzlichen Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und -speicherung nimmt die Aufnahme von Windenergie in das Verteilungsnetz zu. Die in den verschiedenen Szenarien berücksichtigten steuerbaren Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung werden vorwiegend in den Stunden eingesetzt, zu denen deren variable Erzeugungskosten niedriger als der jeweilige Elektrizitätspreis sind. Auf diese Weise werden die Betriebskosten der Nachfragedeckung durch Substitution des Elektrizitätsbezugs vom Spotmarkt gesenkt. Insgesamt sind die abgeleiteten Volllaststunden aller steuerbaren Anlagen jedoch äußerst gering. Die steuerbaren Erzeugungsanlagen werden nicht zur Kompensation von Einspeisefluktuationen der Windenergie genutzt. Dagegen werden diese zum Ausgleich insbesondere von vortägigen Unterschätzungen der Windenergieeinspeisung durch Verringerung der am Vortag geplanten Elektrizitätserzeugung herangezogen. Mit den betrachteten Batteriespeichern werden sowohl Fluktuationen als auch Prognosefehler der Windenergieeinspeisung ausgeglichen. Ferner dienen diese ebenfalls zur Optimierung des Elektrizitätsbezugs vom Spotmarkt, indem während Stunden mit niedrigeren Preisen zusätzlich Elektrizität vom Spotmarkt bezogen wird.

Die Auswirkungen der verschiedenen Szenarien auf die thermische Belastung der einzelnen Leitungen des Elektrizitätsnetzes sind vielschichtig. In Abhängigkeit der Höhe, des Zeitpunktes und der Lage der Elektrizitätseinspeisung in das Verteilungsnetz erhöht oder ver-

ringert sich die Leitungsauslastung zum Teil merklich. Die beschriebenen Szenarien führen hierbei nur in vereinzelt Stunden zu einer vollständigen Auslastung einer Leitung des Verteilungsnetzes bei gleichzeitiger Reduktion der Windenergieeinspeisung bzw. der Entladung der Speicher. Andererseits werden die einzelnen Leitungen des Verteilungsnetzes auch nicht dermaßen entlastet, so dass eine Reduktion der thermischen Grenzleistung der Leitungen möglich wäre. Aufgrund der Einspeisung von Windenergie und der weiteren Anlagen der verteilten Erzeugung kommt es in mehreren Leitungen zeitweise zu einer Umkehr der Lastflussrichtung. Wie die Auslastung der Leitungen des Verteilungsnetzes werden auch die Knotenspannungen durch die Nutzung verteilter Elektrizitätserzeugung beeinflusst. Gegenüber dem Referenzszenario mit vollständigem Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt bzw. von der vorgelagerten Netzebene steigen die durchschnittlichen Knotenspannungen tendenziell mit zunehmender verteilter Elektrizitätserzeugung an. Mit der Beladung der in einem Szenario abgebildeten zusätzlichen Speicher wird der Spannungsanstieg gedämpft. In den betrachteten Szenarien verbleibt dabei stets ein deutlicher Abstand der stündlichen Knotenspannungen zu den vorgeschriebenen Grenzen der Spannungsbänder.

Summary

The promotion of electricity generation based on renewable energy sources as well as of co-generation of heat and power by energy policy leads to an increased share of distributed electricity generation whose power generating units are connected to distribution grids. A system of distributed generation can consist of various generation technologies. Legal framework conditions and structures of electricity trade have to be taken into account for the connection and operation of distributed power generating units.

This thesis discusses economic and technical-operational effects of distributed electricity generation in local distribution grids. The analyses concentrate on the feed-in of wind power plants into a typical medium voltage distribution grid. The wind energy feed-in considered is alternatively supplemented in several scenarios by storage batteries, a cogeneration plant based on biomass or a gas powered cogeneration internal combustion engine with comparable nominal power. Both the latter scenarios further contain two gas powered cogeneration internal combustion engines of lower nominal power. In order to evaluate the effects quantitatively, a reference scenario is defined that describes the coverage of the entire electricity demand in the distribution grid by delivery from the day-ahead spot market for electricity or rather from the high voltage grid level.

The analyses are based on a fundamental optimisation model minimising the operating costs to cover the given electricity demand subject to constraints. The optimisation model developed and applied here has the following characteristics to depict adequately the economic and technical-operational effects of distributed electricity generation. In order to be able to consider the gate closure time at the day-ahead spot market for electricity and intertemporal restrictions of power plant and storage operation for the determination of the cost-optimal coverage of the electricity demand in the distribution grid described, the modelling of short-term forecasts and of the compensation of forecast errors is required. In this thesis the forecast error of wind energy feed-in is taken into account by stochastic programming. This allows considering the probability distribution in addition to the expected value of the forecast error. The cost optimal balancing of the forecast error is determined with rolling planning. One further essential property of the model is the representation of each individual node within the distribution grid described and of the complex load flow consisting of real and reactive power based on linear restrictions. Hence, both line loading and the voltage level at individual grid nodes can be evaluated. In comparison to the description of the load flow restrictions according to Newton-Raphson, a mean absolute percentage error of 3,7 % regarding the apparent power and of 0,2 % regarding only the real power is obtained. The mean absolute percentage error with regard to the voltage level at individual grid nodes amounts to 0,2 %.

In the following, the model-based results obtained for the various scenarios of distributed electricity generation considered are discussed in brief. The operating costs are decreased in every scenario with distributed electricity generation compared to an entire delivery of the electricity from the day-ahead spot market for electricity. A significant share of the decrease

of the operating costs is due to the possible reduction of the delivery of reactive power from the high voltage grid and the associated savings of use of system charges for reactive power. Yet with further consideration of the investment costs of the respective distributed power generating and storage units, not one of the scenarios considered leads to a reduction of the costs to cover the electricity demand compared to an entire delivery from the day-ahead spot market for electricity. Moreover, additionally arising costs to connect the distributed power generating and storage units to the distribution grid as well as for control and communication systems are not taken into consideration.

With increasing electricity feed-in of the distributed power generating and storage units, the delivery from the day-ahead spot market for electricity declines consequently. The entire delivery of electricity from the high voltage grid under additional consideration of the supply of balance energy within the day due to forecast error of the wind energy feed-in decreases as well. In no case, balance energy is delivered to the high voltage grid in order to compensate a day-ahead underestimation of the wind energy feed-in. All scenarios with additional distributed power generating and storage units show an increased wind energy feed-in into the distribution grid. The distributed power generating units considered by the various scenarios are predominantly operated while their variable operating costs are lower than the electricity price. In this way the operating costs to cover the load are reduced by substitution of the delivery of electricity from the day-ahead spot market for electricity. Altogether the full load hours of all controllable distributed power generating units are however extremely low. The controllable power generating units are not utilised to compensate fluctuations of the wind energy feed-in. In contrast, they are used to balance in particular day-ahead underestimations of the wind energy feed-in by reduction of the electricity generation planned day-ahead. With the operation of the storage batteries considered both fluctuations and forecast errors of the wind energy feed-in are compensated. Furthermore, they serve for an optimised delivery from the day-ahead spot market for electricity by a supplementary purchase during hours with lower electricity prices.

The effects of the various scenarios on the thermal loading of the individual lines of the electrical grid are manifold. As a function of the level, the point in time and the location of the electricity feed-in into the distribution grid the line loading is partially considerably increased or decreased. The scenarios considered lead only during isolated hours to a complete utilisation of one line of the distribution grid with concurrent curtailment of the wind energy feed-in or reduction of the storage discharging. On the other hand, the load of individual lines of the distribution grid is also not lowered to such an extent that a reduction of the thermal capacity of the lines would be possible. Due to the feed-in of wind energy and of further distributed power generating units, the load flow direction is temporarily reversed in several lines. Like the utilisation of the lines of the distribution grid, the voltage level at individual grid nodes is influenced by the use of distributed electricity generation. Compared to the reference scenario with an entire delivery of the electricity from the day-ahead spot market, the average voltage level tends to rise with increasing distributed electricity generation. The

charging of the additional storages considered by one of the scenarios damps the increase of the voltage level. In all scenarios considered, a considerable distance remains between the hourly voltage levels at the individual grid nodes and the mandatory voltage limits.

1 Einleitung und Zielsetzung

Im deutschen Elektrizitätssystem wird der überwiegende Teil der nachgefragten Elektrizität durch konventionelle Großkraftwerke erzeugt. Insbesondere aufgrund der Förderung der Elektrizitätserzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und mit Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung erlangen jedoch Elektrizitätserzeugungsanlagen mit vergleichsweise kleiner Nennleistung zunehmend an Bedeutung. In den letzten zehn Jahren konnte vor allem ein bedeutender Zuwachs der an Land installierten Windkraftanlagen verzeichnet werden. In den Jahren 2009 und 2010 war ebenfalls der Zubau der Photovoltaikanlagen erheblich. Nach den energiepolitischen Zielen der deutschen Bundesregierung soll der Anteil der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung an der Elektrizitätsnachfrage weiter signifikant ausgebaut werden¹. Während Großkraftwerke an die Höchst- und Hochspannungsebene angeschlossen sind und die erzeugte elektrische Energie durch Transport und Verteilung in Übertragungs- und Verteilungsnetzen zum Verbraucher gelangt, erfolgt die Einspeisung der Erzeugungsanlagen kleinerer Nennleistung direkt in die verschiedenen Spannungsebenen der Verteilungsnetze und damit näher am Elektrizitätsverbraucher. In dieser Arbeit wird in Anlehnung an die wissenschaftliche Literatur die Elektrizitätserzeugung dieser Erzeugungsanlagen unterschiedlichster Technologie als verteilte Erzeugung bezeichnet. Gegenüber einer vollständigen Deckung der Elektrizitätsnachfrage durch zentrale Großkraftwerke hat die Nutzung verteilter Erzeugung zahlreiche ökonomische und technische Auswirkungen sowohl in nationalen Elektrizitätsmärkten als auch lokal in den betroffenen Verteilungsnetzen. Neben den Folgen für die Gesamtkosten der Nachfragedeckung werden unter anderem die Großhandelspreise für Elektrizität, der Betrieb und die Auslastung der zentralen Großkraftwerke, die Anforderungen an deren betriebliche Flexibilität sowie der Betrieb des Elektrizitätsnetzes auf der Übertragungs- und Verteilnetze beeinflusst. Erfolgt ferner die Einspeisung der Anlagen verteilter Erzeugung nicht bedarfsgerecht, kann darüber hinaus ein Bedarf an zusätzlicher Elektrizitätsspeicherung ausgelöst werden.

Die verteilte Erzeugung weist im Vergleich zu konventionellen Großkraftwerken andere ökonomische und technisch-betriebliche Eigenschaften auf. So weichen die Kosten der Elektrizitätserzeugung von Anlagen der verteilten Erzeugung mit Verfeuerung von fossilen und erneuerbaren Brennstoffen aufgrund unterschiedlicher spezifischer Investitionskosten, Brennstoffkosten und sonstiger Betriebs- und Wartungskosten ab. Die Nutzung der Windenergie und der solaren Strahlungsenergie, deren Anlagen vergleichsweise hohe spezifische Investitionskosten aufweisen, ist durch eine fluktuierende, dargebotsabhängige und größtenteils nicht bedarfsgerechte Elektrizitätserzeugung gekennzeichnet. Darüber hinaus lässt sich

¹ Es wird das Ziel verfolgt, im Jahr 2020 einen Anteil erneuerbarer Energien an der Elektrizitätsversorgung von mindestens 35 %, im Jahr 2030 von mindestens 50 %, im Jahr 2040 von mindestens 65 % und im Jahr 2050 von mindestens 80 % zu erreichen [1]. Die Elektrizitätserzeugung auf Basis von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung soll einen Anteil von 25 % an der Elektrizitätsversorgung einnehmen [2].

deren Erzeugung nicht fehlerfrei prognostizieren, so dass aufgetretene Prognoseabweichungen ausgeglichen werden müssen. Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, die wärmegeführt betrieben werden und nicht durch einen Heizkessel oder Wärmespeicher ergänzt sind, können ebenfalls zu einer nicht bedarfsgerechten Elektrizitätseinspeisung führen. Mit den derzeit in Deutschland vorherrschenden Fördermechanismen für erneuerbare Energien und Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, die auf der Verpflichtung zur vorrangigen Abnahme durch die Netzbetreiber und vom Einspeisezeitpunkt unabhängigen Vergütungszahlungen basieren, wird kein Anreiz gegeben, den Betrieb dieser Anlagen im Hinblick auf eine verbesserte Aufnahme in das Elektrizitätssystem zu optimieren². Um die Versorgungszuverlässigkeit wahren zu können, muss daher der Betrieb konventioneller Kraftwerke flexibler und mit höheren Leistungsänderungsgeschwindigkeiten gestaltet werden.

Die heute bestehenden Verteilungsnetze wurden für einen uni-direktionalen Lastfluss von der Umspannstation zur jeweils vorgelagerten Spannungsebene hin zu den Elektrizitätsverbrauchern bzw. zu den Umspannstationen zu den nachgelagerten Spannungsebenen ausgelegt. Die Elektrizitätseinspeisung durch Anlagen der verteilten Erzeugung verändert jedoch den elektrischen Lastfluss in den Verteilungsnetzen. Ist die momentane Einspeisung in einzelne Netzknoten höher als die dortige Elektrizitätsnachfrage, dreht sich der elektrische Lastfluss in den Leitungen zu den betroffenen Netzknoten um. Übertrifft die Elektrizitätseinspeisung verteilter Erzeugung gar die gesamte Nachfrage eines Verteilungsnetzes, kommt es zu einer Rückspeisung von der niedrigeren in die höhere Spannungsebene. Neben neuen Anforderungen an die Schutztechnik des Verteilungsnetzes ist daher bei verteilter Erzeugung insbesondere die Einhaltung der thermischen Übertragungskapazitäten der einzelnen Leitungen und der vorgegebenen Spannungsbänder an den Netzknoten zu beachten. Eine Überschreitung dieser Grenzen bedingt einen zusätzlichen Ausbau der Verteilungsnetze in den verschiedenen Spannungsebenen oder die Verwendung von sogenannten Integrationsmaßnahmen wie zum Beispiel Speicherung und Lastmanagement. Um vor diesem Hintergrund einen zuverlässigen Verteilungsnetzbetrieb zu gewährleisten und darüber hinaus die Kosten der Nachfragedeckung durch verteilte Erzeugung zu senken, ist ferner die Verknüpfung verschiedener Anlagen der verteilten Erzeugung auf Basis einer umfassenden Einsatzplanung unter Berücksichtigung des Netzbetriebs in der Diskussion. Hierbei wird weiterhin zum Teil der mögliche Beitrag der Anlagen der verteilten Erzeugung zu Systemdienstleistungen wie die Spannungshaltung berücksichtigt. Die Rückspeisung von der Verteilungsnetzebene in das Übertragungsnetz kann auch dort einen Netzausbaubedarf auslösen. In Deutschland ist hier insbesondere der windbedingte Bedarf zum Ausbau des Übertragungsnetzes zu nennen.

² Die in der Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes des Jahres 2012 enthaltene Marktprämie soll den Anlagenbetreiber im Rahmen einer alternativen Direktvermarktung an Elektrizitätsmärkten zu einer zeitlichen Anpassung der Einspeisung in Abhängigkeit des momentanen Preisniveaus motivieren [1]. Es bleibt jedoch abzuwarten, wie hoch der Anteil der direkt vermarkteten Elektrizitätserzeugung auf Basis erneuerbarer Energien zukünftig ausfallen wird.

Von wesentlicher Relevanz für die Bewertung der Nutzung der verteilten Erzeugung sind damit deren hier genannte ökonomische und technische Effekte. Zu den Auswirkungen der verteilten Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien in nationalen und internationalen Elektrizitätsmärkten wurde bereits eine Reihe an wissenschaftlichen Untersuchungen durchgeführt. Mit der vorliegenden Arbeit werden die lokalen Auswirkungen verteilter Erzeugung in Verteilungsnetzen betrachtet. Die quantitativen Analysen konzentrieren sich auf die Einbindung der fluktuierenden Einspeisung von Windkraftanlagen in ein exemplarisches Verteilungsnetz der Mittelspannungsebene. In mehreren Szenarien wird hierzu die Windenergieeinspeisung durch weitere Technologien der verteilten Erzeugung und Speicherung ergänzt und durch eine gemeinsame Einsatzplanung betrachtet. Als Kriterien zur Beurteilung der verschiedenen betrachteten Systeme der verteilten Elektrizitätserzeugung dienen die Änderungen der Kosten zur Deckung der Nachfrage des Verteilungsnetzes, der Elektrizitätsbezug von der vorgelagerten Netzebene, der kostenoptimale Ausgleich der Fluktuationen und Prognosefehler der Windenergieeinspeisung, der Betrieb der einzelnen Anlagen der verteilten Erzeugung sowie die Auswirkungen auf den Netzbetrieb.

Die Ableitung dieser Größen basiert auf einer fundamental-analytischen Modellierung des kostenoptimalen Betriebs der betrachteten Systeme der verteilten Erzeugung zur Nachfragedeckung unter Beachtung von technisch-betrieblichen Restriktionen in stündlicher Auflösung. Das hierfür entwickelte und angewandte Optimierungsmodell zeichnet sich durch die Kombination zweier methodischer Verfahren aus. Zum einen erfordern die intertemporalen Bedingungen des Betriebs der Erzeugungs- und Speichereinrichtungen sowie die Berücksichtigung des Handelsschlusses am vortäglichen Spotmarkt für Elektrizität die Abbildung von Prognosen insbesondere der Nachfrage und der Windenergieeinspeisung sowie des nachfolgenden Ausgleichs der aufgetretenen Prognosefehler. Mit stochastischer Programmierung ist es hierbei möglich, nicht nur den Erwartungswert der fehlerbehafteten Prognose, sondern auch die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion des Prognosefehlers zu berücksichtigen. Insgesamt wird auf diese Weise ein robusteres Ergebnis im Hinblick auf den Ausgleich von Prognosefehlern erreicht. Als weiterer methodischer Schwerpunkt dieser Arbeit beinhaltet die Modellierung zum anderen den aus Wirk- und Blindleistung bestehenden komplexen Lastfluss zwischen den Knoten des beschriebenen Verteilungsnetzes, um die Auswirkungen der Elektrizitätseinspeisung verteilter Erzeugung auf die Leitungsauslastung und die Knotenspannungen zu beschreiben. Damit können Übertragungskapazitäten innerhalb des Verteilungsnetzes und die Einhaltung der vorgeschriebenen Spannungsbänder bei der Optimierung der Elektrizitätserzeugung berücksichtigt werden. Dies stellt gegenüber anderen Arbeiten, die den kostenoptimalen Betrieb von Systemen der verteilten Erzeugung ohne Abbildung des Verteilungsnetzes beschreiben, eine wesentliche methodische und inhaltliche Erweiterung dar.

In Vorbereitung der modellgestützten Untersuchungen werden in Abschnitt 2 wesentliche Grundlagen zur verteilten Erzeugung dargestellt. Dazu erfolgt zunächst eine Charakterisierung der verteilten Erzeugung, siehe Abschnitt 2.1, die eine Klassifizierung und Definition,

eine Beschreibung der relevanten Erzeugungs- und Speichertechnologien und eine Diskussion der Verknüpfung mehrerer Anlagen der verteilten Erzeugung zu sogenannten „virtuellen Kraftwerken“ umfasst. Anschließend wird auf die derzeit gültigen energierechtlichen Rahmenbedingungen für verteilte Elektrizitätserzeugung, siehe Abschnitt 2.2, und die Strukturen des Elektrizitätshandels, siehe Abschnitt 2.3, eingegangen. Abschnitt 2.4 beinhaltet eine Beschreibung des Netzbetriebs von Verteilungsnetzen unter anderem mit angeschlossenen Anlagen der Elektrizitätserzeugung. Neben Strukturen des Verteilungsnetzes werden der elektrische Lastfluss im Allgemeinen, die technische Netzanbindung von Erzeugungsanlagen, Voraussetzungen des Anschlusses von Elektrizitätserzeugungsanlagen an Verteilungsnetze und dessen genereller Einfluss auf die Betriebsführung von Verteilungsnetzen erörtert. Die entwickelten und angewandten Methoden zur simultanen Optimierung des Kraftwerks- und Netzbetriebs in Verteilungsnetzen werden in Abschnitt 3 beschrieben. Aufbauend auf einer Darstellung von numerischen Optimierungsverfahren in Abschnitt 3.1 werden mit Abschnitt 3.2 die stochastische Programmierung und mit Abschnitt 3.3 die Modellierung des Netzbetriebs diskutiert. Letzterer Abschnitt legt neben der grundlegenden mathematischen Beschreibung des elektrischen Lastflusses in Optimierungsmodellen den Fokus auf die linearisierte Darstellung der Restriktionen des elektrischen Lastflusses. Abschnitt 3.4 stellt schließlich die Kombination der beschriebenen Verfahren zur Modellierung der kostenoptimalen Nachfragedeckung in Verteilungsnetzen mit verteilter Elektrizitätserzeugung dar. Die Anwendung für exemplarische Systeme der verteilten Erzeugung in einem Netz der Mittelspannungsebene beschreibt Abschnitt 4. Einleitend definiert hierfür Abschnitt 4.1 das zugrunde gelegte Verteilungsnetz, die zu deckende Nachfrage sowie die betrachteten Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung. Die jeweils erhaltenen Ergebnisse im Hinblick auf die betrieblichen Kosten der Nachfragedeckung und die aufzubringenden Investitionskosten für die berücksichtigten Anlagen der verteilten Erzeugung werden in Abschnitt 4.2 diskutiert. Weiterhin werden in Abschnitt 4.3 der Bezug von Wirkenergie von der vorgelagerten Netzebene, der Beitrag der einzelnen Anlagen der verteilten Erzeugung zur Nachfragedeckung sowie deren stündlicher Betrieb in den einzelnen Szenarien detailliert verglichen. Die Auswirkungen auf den Betrieb des dargestellten Verteilungsnetzes greift Abschnitt 4.4 auf. Hierfür werden der Bezug von Blindleistung, die Auslastung der einzelnen Leitungen des Verteilungsnetzes sowie die sich einstellenden Knotenspannungen betrachtet. Die Arbeit schließt mit einer Schlußbetrachtung in Abschnitt 5, die die wesentlichen Ergebnisse kritisch zusammenfasst.

2 Grundlagen zur verteilten Elektrizitätserzeugung

Eine realitätsnahe modellgestützte Betrachtung der ökonomischen und technischen Auswirkungen der Nutzung verteilter Elektrizitätserzeugung in lokalen Verteilungsnetzen setzt eine Analyse der relevanten Grundlagen und Rahmenbedingungen voraus. Hierfür wird in diesem Abschnitt zunächst die verteilte Elektrizitätserzeugung einer Charakterisierung zugeführt. Dies umfasst die Klassifizierung und Definition des Begriffs „verteilte Elektrizitätserzeugung“ in Abschnitt 2.1.1, eine Beschreibung der relevanten Technologien im nachfolgenden Abschnitt 2.1.2 sowie eine Darstellung des in der Literatur wiederholt verwendeten Begriffs des „virtuellen Kraftwerks“ in Abschnitt 2.1.3. Die energierechtlichen Rahmenbedingungen für die verteilte Elektrizitätserzeugung sowie die Ausgestaltung des Elektrizitätshandels erläutern die Abschnitte 2.2 und 2.3. Die Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung von verteilten Erzeugungs- und Speicheranlagen bedingt insbesondere bei hohen Anteilen der verteilten Erzeugung die Berücksichtigung der lokalen Elektrizitätsnetze. Im Abschnitt 2.4 wird daher auf die Strukturen der Verteilungsnetze, auf die mathematische Beschreibung des elektrischen Lastflusses, auf die technischen Möglichkeiten zur Netzanbindung von Erzeugungs- und Speicheranlagen und auf zu beachtende Kriterien des Anlagenanschlusses und des Betriebs von Verteilungsnetzen mit verteilter Elektrizitätserzeugung eingegangen.

2.1 Charakterisierung der verteilten Elektrizitätserzeugung

2.1.1 Klassifizierung und Definition

Der überwiegende Teil der elektrischen Energie wird von sogenannten zentralen Großkraftwerken mit hohen installierten Nennleistungen in das Übertragungsnetz, das aus der Höchstspannungsebene (HöS) gebildet wird³, eingespeist und zu den Verbrauchsschwerpunkten geleitet. Elektrizitätsverbraucher sind in Abhängigkeit ihrer Lastgröße an die Elektrizitätsnetze der Hochspannungs- (HS), Mittelspannungs- (MS) und Niederspannungsebene (NS) angeschlossen. Netze der Mittel- und Niederspannungsebene werden eindeutig den Verteilungsnetzen zugeordnet, während Hochspannungsnetze in Abhängigkeit des zu versorgenden Gebietes, wie zum Beispiel städtische Ballungsgebiete oder ländliche Strukturen, und damit in Abhängigkeit der Netztopologie eine Verteilungs- oder Übertragungsfunktion einnehmen [3]. Eine Übersicht über die Spannungsebenen und deren gebräuchliche Nennspannungen gibt Tab. 2-1. Der elektrische Lastfluss ist bei einer vollständigen Elektrizitätserzeugung durch zentrale Großkraftwerke von den Spannungsebenen des Übertragungsnetzes zu den niedrigeren Spannungsebenen der Verteilungsnetze unidirektional ausgerichtet.

³ In [3] wird davon abweichend das Elektrizitätsnetz der Höchstspannungsebene als „Transportnetz“ und der Hochspannungsebene als „Übertragungsnetz“ bezeichnet.

Tab. 2-1: Spannungsebenen der Elektrizitätsversorgung [3], [4]

Spannungsebene	übliche Nennspannung
Höchstspannungsebene (HöS)	220 / 380 kV
Hochspannungsebene (HS)	110 kV
Mittelspannungsebene (MS)	10 / 20 (/ 30) kV
Niederspannungsebene (NS)	0,23 / 0,4 kV

Im Gegensatz zu zentralen Großkraftwerken werden Erzeugungsanlagen mit vergleichbar kleinen Nennleistungen an Elektrizitätsnetze der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen. Im Folgenden werden diese kleineren Kraftwerke als Anlagen der verteilten Erzeugung bezeichnet, siehe unten. Die Elektrizitätsübertragung erfolgt bei verteilter Erzeugung im Allgemeinen über kürzere Entfernungen zum Verbraucher. Kann die Elektrizitätsnachfrage nicht vollständig durch die verteilte Erzeugung gedeckt werden oder ist die Nachfragedeckung mit zentralen Großkraftwerken günstiger, so wird die Nachfrage ebenfalls aus dem Übertragungsnetz gedeckt. Die in Zeiten geringer Nachfrage möglicherweise auftretenden überschüssigen Einspeisungen durch Anlagen der verteilten Erzeugung müssen dagegen über die höheren Netzebenen, gegebenenfalls auch über die Übertragungsnetzebene, abtransportiert werden. Daher bilden auch bei verteilter Erzeugung das Übertragungsnetz und die daran angeschlossenen zentralen Großkraftwerke weiterhin eine wesentliche Rolle für die Elektrizitätsversorgung. Zwischen den Spannungsebenen lässt sich bei verteilter Erzeugung keine ausgeprägte Richtung des elektrischen Lastflusses mehr bestimmen, er ist multidirektional, siehe Abschnitt 2.4.5.1. Abb. 2-1 stellt die zentrale und verteilte Elektrizitätserzeugung schematisch gegenüber.

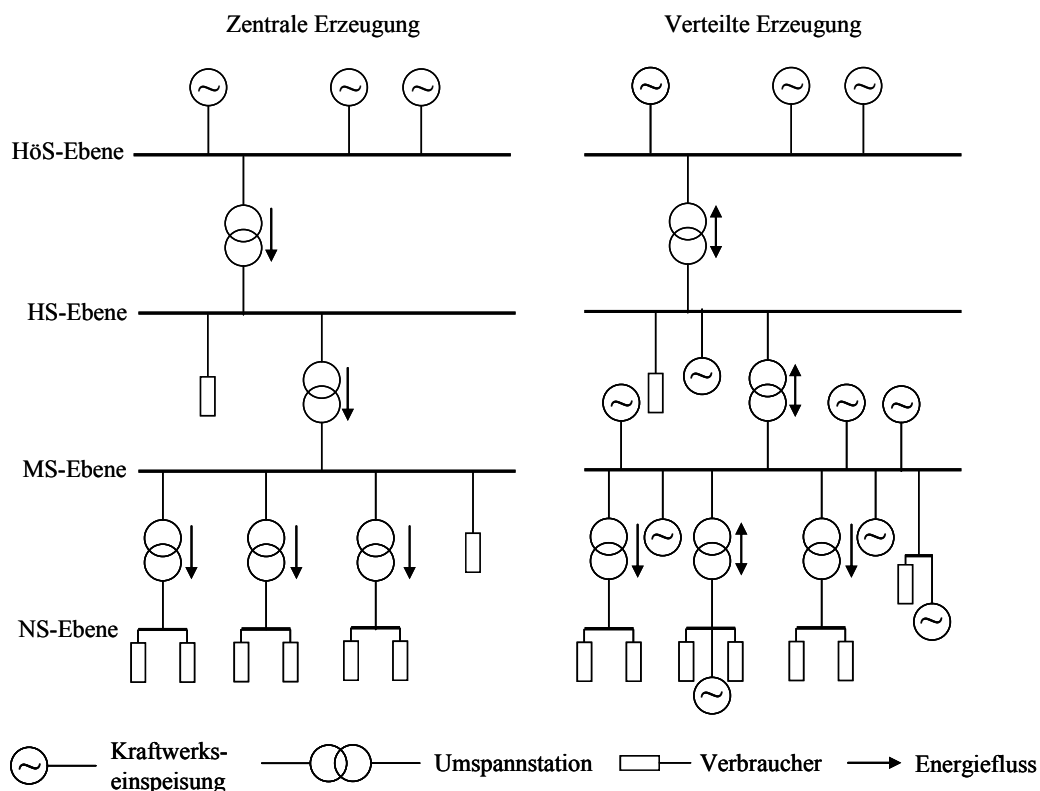


Abb. 2-1: Schematische Gegenüberstellung der zentralen und verteilten Elektrizitätserzeugung

Die Literatur gibt für die verteilte Elektrizitätserzeugung keine eindeutige Definition. Eine Übersicht über die in der Literatur und in der Rechtsprechung mehrerer Länder vorhandenen Definitionen der verteilten Erzeugung bietet [5]. Die folgenden dort formulierten Merkmale, die auch [6] und [7] verwenden, werden für diese Arbeit als Definition der verteilten Elektrizitätserzeugung aufgegriffen:

- Der Anschlusspunkt von Erzeugungsanlagen der verteilten Erzeugung an das Elektrizitätsnetz befindet sich im Verteilungsnetz oder auf der Verbraucherseite des Elektrizitätszählers⁴. Zur hierfür erforderlichen Definition des Verteilungsnetzes wird in [8] auf den Gebrauch des elektrischen Netzes zur Versorgung von Stationen und Kundenanlagen innerhalb einer begrenzten Region hingewiesen. [5] verlangt dagegen, dass der Betreiber des in Frage kommenden Elektrizitätsnetzes ein Verteilungsnetzbetreiber ist. Im Allgemeinen wird ferner die Spannungsebene des Netzes als Unterscheidungsmerkmal genutzt, vgl. zum Beispiel [8] und [9].
- Es werden alle Technologien zur Elektrizitätserzeugung und -speicherung berücksichtigt, vgl. Abschnitt 2.1.2. Im Gegensatz dazu unterscheidet die Definition der Internationalen Energiebehörde verschiedene Erzeugungssysteme bezüglich der Einbindung von Windkraftanlagen und Speichern [9].

⁴ Damit wird zum Beispiel ein Windkraftanlagenpark, der wie ein Offshore-Windkraftanlagenpark aufgrund seiner installierten Nennleistung direkt in das Übertragungsnetz einspeist, nicht als verteilte Erzeugung angesehen.

- Die Höhe der elektrischen Nennleistung der Anlagen dient nicht als Merkmal der verteilten Elektrizitätserzeugung. Da sich die individuellen Verteilungsnetze bezüglich der anschließbaren Leistung aufgrund der unterschiedlichen Netztopologien unterscheiden, kann auch keine maximale Nennleistung einer verteilten Elektrizitätserzeugungsanlage vorgegeben werden. Zur besseren Unterscheidung der einzelnen Systeme der verteilten Erzeugung werden in [5] dennoch die in Tab. 2-2 angegebenen Kategorien eingeführt.

Tab. 2-2: Leistungskategorien der verteilten Erzeugung nach [5]

Bezeichnung	Leistungsbereich
Sehr kleine verteilte Erzeugung (Mikro)	$\sim 1 \text{ W}_{\text{el}} < 5 \text{ kW}_{\text{el}}$
Kleine verteilte Erzeugung	$5 \text{ kW}_{\text{el}} < 5 \text{ MW}_{\text{el}}$
Mittlere verteilte Erzeugung	$5 \text{ MW}_{\text{el}} < 50 \text{ MW}_{\text{el}}$
Große verteilte Erzeugung ^a	$50 \text{ MW}_{\text{el}} < \sim 300 \text{ MW}_{\text{el}}$

^a Insbesondere der Leistungsbereich der sogenannten großen verteilten Erzeugung erscheint sehr hoch und umfassend gewählt. Es ist anzunehmen, dass nur sehr wenige Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung dem entsprechen.

- Das Versorgungsgebiet spielt für die Definition der verteilten Erzeugung keine Rolle. Generell wird davon ausgegangen, dass die erzeugte Elektrizität innerhalb des Versorgungsgebietes des Verteilungsnetzes verbraucht wird. Eine Einspeisung in vorgelagerte Netzebenen ist bei geringer Nachfrage möglich, siehe auch oben. Ferner sind die Betriebsweise, ökologische Auswirkungen sowie die Besitzerverhältnisse der Erzeugungsanlagen nicht relevant. Ebenfalls ist der Anteil der durch die verteilte Elektrizitätserzeugung gedeckten Last an der gesamten Nachfrage nicht maßgebend.

Des Weiteren werden verschiedene Benennungen in Bezug auf ein System der verteilten Elektrizitätserzeugung verwendet. In der deutschen Sprache sind überwiegend die Bezeichnungen „verteilte Erzeugung“ und „dezentrale Erzeugung“ üblich. Im Englischen ist ein unterschiedlicher Gebrauch der Bezeichnungen „distributed generation“, „decentralized generation“, „dispersed generation“ und „embedded generation“ festzustellen. In dieser Arbeit wird in Anlehnung an [5] die Bezeichnung „verteilte Erzeugung“, im Englischen „distributed generation“, verwendet.

2.1.2 Technologien der verteilten Erzeugung und Speicherung

Ein System der verteilten Elektrizitätserzeugung besteht in der Regel aus mehreren Kraftwerken und Speichern verschiedener Erzeugungstechnologien. Im Folgenden wird eine zusammenfassende Beschreibung jener Elektrizitätserzeugungs- und Speichertechnologien gegeben,

die für die verteilte Erzeugung in Betracht kommen⁵. Weitere und umfassendere Darstellungen zu Technologien der verteilten Erzeugung finden sich zum Beispiel in [11]-[15] und zu Speichertechnologien zum Beispiel in [16]-[21].

Für eine Gruppierung der verschiedenen Erzeugungstechnologien bieten sich die Kriterien prinzipielle Funktionsweise sowie Steuerbarkeit der Erzeugung an. Zunächst werden steuerbare Technologien auf Basis thermischer Prozesse beschrieben, mit denen fossile oder erneuerbare Brennstoffe verfeuert werden, siehe Abschnitte 2.1.2.2 bis 2.1.2.6. Brennstoffzellen werden in Abschnitt 2.1.2.7 dargestellt. Zuvor wird in Abschnitt 2.1.2.1 einleitend auf den Sammelbegriff der Blockheizkraftwerke (BHKW) eingegangen. In den anschließenden Abschnitten 2.1.2.8 bis 2.1.2.10 werden Nutzungssysteme auf Basis erneuerbarer Energien mit fluktuierendem Dargebot⁶ diskutiert. Die Darstellung schließt mit im Bereich der verteilten Erzeugung relevanten Speichertechnologien, siehe Abschnitt 2.1.2.11.

Die Charakterisierung der technischen Eigenschaften verschiedener Erzeugungstechnologien fokussiert in dieser Arbeit neben der prinzipiellen Funktionsweise die betriebliche Flexibilität bzw. dargebotsabhängige Verfügbarkeit sowie die übliche Ausführung der Netzanbindung. Die betriebliche Flexibilität von steuerbaren Erzeugungstechnologien ist durch die technischen Parameter An- und Abfahrzeit, Leistungsänderungsgeschwindigkeiten sowie Mindestleistungsfaktor beschrieben⁷. Für Erzeugungstechnologien mit thermischen Prozessen erfolgt eine Differenzierung der Anfahrzeiten in Abhängigkeit der vergangenen Stillstandszeit und des damit verbundenen Betriebsstatus heiß, warm oder kalt. Die Leistungsänderungsgeschwindigkeiten sind in der Regel so hoch, dass sie bei der Betrachtung des Betriebs mit stündlicher Auflösung wie in dieser Arbeit nicht weiter beachtet werden müssen, siehe zum Beispiel [24]. Die Absenkung der momentanen Erzeugungsleistung bis zur Mindestleistung bedingt insbesondere bei Technologien mit thermischen Prozessen eine Reduktion des Wirkungsgrades. Dies kann zu einer wesentlichen Anhebung der variablen Erzeugungskosten während des Teillastbetriebs führen. Eine Zusammenstellung von Literaturangaben zu ausgewählten technischen Parametern von steuerbaren Erzeugungstechnologien auf Basis thermischer Prozesse gibt Tab. 2-3. Bezüglich der Netzanbindung der Erzeugungsanlagen sind in dieser Arbeit die Möglichkeiten zur Bereitstellung von Blindleistung relevant, siehe Abschnitte 2.4.3 und 2.4.5.2.

⁵ Bestandteile dieser Technologieübersicht finden sich in abgeänderter Form auch in [10].

⁶ Die Elektrizitätserzeugung von Nutzungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien mit fluktuierendem Dargebot, insbesondere von Windkraft- und Photovoltaikanlagen, kann gegebenenfalls reduziert oder unterbrochen werden. Damit sind auch diese Technologien nicht vollständig unsteuerbar.

⁷ Eine Diskussion dieser Parameter für Kraftwerke der zentralen Erzeugung geben zum Beispiel [22], [23].

Tab. 2-3: Literaturangaben zu technischen Parametern der Anlagentechnologien verteilter Elektrizitätserzeugung basierend auf thermischen Prozessen [11]-[15], [25]

Erzeugungstechnologie	Anfahrzeit ^a [h]	Mindestleistung [%]	Wirkungsgrad elektr. bei Nennleistung ^b [%]	Reduktion Wirkungsgrad bei Mindestleistung [%-Punkt]	Stromkennzahl [-]
Verbrennungsmotor ^c	0,02	50 ^d	-	k.A.	-
Diesel	k.A.	k.A.	20 - 55 ^e	k.A.	0,4 - 2,4
Gas-Otto	k.A.	k.A.	24 - 46 ^e	6 - 10	0,38 - 1,1
Biomasse	k.A.	k.A.	15 - 44 ^e	k.A.	0,25 - 1,02
Mikrogasturbine	0,2	50	15 - 30	11	0,47 - 1,7
Stirlingmotor	0,15	25 - 50	6 - 35	5	0,1 - 1,7
Dampfturbine ^c	k.A. ^f	20 - 30	-	k.A.	-
Fossil	k.A.	k.A.	7 - 40	k.A.	0,1 - 0,5
Biomasse	k.A.	k.A.	8 - 35	4 - 18	0,11 - 0,6
Geothermie (ORC)	0,1	0,25	10 - 20	k.A.	0,13 - 0,17

^a Angaben ohne Differenzierung des Betriebsstatus heiß, warm oder kalt. Werte sind weiterhin von Nennleistung der Anlage und von verwendetem Brennstoff abhängig.

^b Im Allgemeinen weisen Anlagen mit höherer Nennleistung ebenfalls höhere Wirkungsgrade auf.

^c Ist bei Verbrennungsmotoren und Dampfturbinen kein brennstoffspezifischer Parameterwert bekannt, so erfolgt eine generelle Angabe für die jeweilige Erzeugungstechnologie.

^d [26] gibt darüber hinaus eine Mindestleistung von 10 % für gasbetriebene Verbrennungsmotoren an.

^e Eine Übersicht über am Markt in Form von Blockheizkraftwerken verfügbare Verbrennungsmotoren und deren Wirkungsgrade gibt [27].

^f Siehe Diskussion von Dampfturbinen in Abschnitt 2.1.2.5.

Zur Charakterisierung der Kosten von Anlagen der verteilten Erzeugung werden Investitionskosten und sonstige variable Betriebskosten betrachtet⁸. Tab. 2-4 fasst die in der Literatur zu findenden Bandbreiten der heutigen Investitionskosten und sonstiger variabler Betriebskosten von Erzeugungstechnologien auf Basis thermischer Prozesse und fluktuierender erneuerbarer Energien zusammen. Die hier angegebenen Werte wurden durch Deflationierung zum Basisjahr 2007 auf Basis des durch das statistische Bundesamt ermittelten Erzeugerpreisindex der Investitionsgüterproduzenten bestimmt [28]. In den verschiedenen Quellen werden allerdings nicht immer das zugrunde gelegte Basisjahr sowie der Installationsort der Anlagen angegeben. In diesen Fällen wird vereinfachend das Erscheinungsjahr der jeweiligen Veröffentlichung als Basisjahr angenommen. Daneben sind die ökonomischen Parameter wesentlich von der Nennleistung abhängig.

⁸ Zu Anfahrkosten, die aufgrund zusätzlichen Brennstoffverbrauchs während des Anfahrvorgangs und zusätzlicher Wartungskosten durch erhöhten Verschleiß anfallen, sind für Technologien verteilter Erzeugung in der berücksichtigten Literatur keine verwertbaren Werte zu finden.

Mit den in Tab. 2-3 und Tab. 2-4 angegebenen Bandbreiten der technischen und ökonomischen Parameter soll eine Gegenüberstellung der verschiedenen Erzeugungstechnologien gegeben werden. Dies ist aufgrund des teilweise großen Spektrums der Werte jedoch nur bedingt möglich. Die in dieser Arbeit für die modellgestützte Betrachtung von Systemen der verteilten Erzeugung tatsächlich verwendeten Parameterwerte sind in Abschnitt 4.1.2 angeführt.

Tab. 2-4: Literaturangaben zu ökonomischen Parametern der Anlagentechnologien verteilter Elektrizitätserzeugung auf Basis thermischer Prozesse und fluktuierender erneuerbarer Energien [11], [13], [14], [25], [29]-[32]

Erzeugungstechnologie	Spezifische Investitionskosten, gerundet [€₂₀₀₇/kW_{el}]	sonstige variable Betriebskosten [€₂₀₀₇/MWh_{el}]
Verbrennungsmotor	-	-
Diesel	350 - 2840 ^a	5 - 20 ^a
Gas-Otto	300 - 4150 ^a	5 - 20 ^a
Biomasse	370 - 2940 ^a	41 ^a
Mikrogasturbine	740 - 2000	10 - 20
Stirlingmotor	2530 - 2730	5 - 15
Dampfturbine	-	13 ^b
Fossil	1020 - 2030	k.A.
Biomasse	1120 - 5200	k.A.
Geothermie (ORC)	k.A.	15
Windkraftanlagen ^c	1320 - 1360	12 - 25
Photovoltaikanlagen	2230 - 3000 ^d	30 - 51
Wasserkraftanlagen	5500 - 8600 ^e	4 - 20

^a Eine Ableitung von Investitionskosten in Abhängigkeit der Nennleistung sowie jährliche Instandhaltungskosten in Abhängigkeit der Elektrizitätserzeugung auf der Basis von am Markt verfügbaren Verbrennungsmotoren gibt [27].

^b Für Dampfturbinen ist kein brennstoffspezifischer Parameterwert bekannt.

^c Nur Berücksichtigung von on-shore Windkraftanlagen.

^d Nach [33] liegen die Investitionskosten von kleineren Photovoltaikanlagen mit einer Leistung bis 2 kW in 2010 mit rund 4270 €₂₀₀₇/kW deutlich höher. Freiflächenanlagen weisen in der Regel niedrigere spezifische Investitionskosten als Dachanlagen auf.

^e Für die Reaktivierung von Altanlagen gibt [29] Investitionskosten von 2500 - 4200 €₂₀₀₇/kW an.

2.1.2.1 Blockheizkraftwerke

Blockheizkraftwerke (BHKW) sind nach [34] als „kleine Heizkraftwerke, die in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) Strom und nutzbare Wärme gleichzeitig erzeugen“ definiert. Dazu zählen vor allem Verbrennungsmotoren, Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren und Brennstoffzellen. Die Anlagen weisen größtenteils standardisierte Leistungsgrößen von rund 5 kW_{el} bis

10 MW_{el} auf und werden als kompakte Module angeboten. Der Betrieb erfolgt, wie auch bei anderen Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung, in der Regel wärme- oder stromgeführt. Bei wärmegeführter Betriebsweise dient das öffentliche Elektrizitätsnetz zur Aufnahme der überschüssigen elektrischen Energie bzw. zur Deckung eines zusätzlichen Elektrizitätsbedarfs. Ist die Betriebsweise stromgeführt, kann die gegebenenfalls nicht nutzbare Wärme in einen Wärmespeicher zwischengespeichert oder durch einen zusätzlichen Kühler als Abwärme an die Umgebung abgegeben werden. Eine nicht ausreichende Wärmeerzeugung kann zum Beispiel durch einen Spitzenlastkessel ergänzt werden. Ferner ist auch ein Mischbetrieb möglich, bei dem in Abhängigkeit der jeweiligen Energiebedarfscharakteristik von der wärmegeführten in die stromgeführte Betriebsweise gewechselt oder die jeweils kostenoptimale Betriebsweise gewählt wird.

2.1.2.2 Verbrennungsmotoren

Verbrennungsmotoren sind zumeist als Blockheizkraftwerke ausgeführt⁹, siehe oben. Es wird zwischen Gas-Otto- und Dieselmotoren unterschieden, die als fossile Energieträger Erdgas sowie Heizöl oder Dieselkraftstoff verfeuern. Bezogen auf die Anzahl der installierten Motor-BHKW weist Erdgas den höchsten Anteil auf [35]. Gasmotoren arbeiten entweder nach dem Ottoverfahren oder nach dem Gas-Zündstrahlverfahren, bei dem die Zündung durch Einspritzen einer geringen Menge Kraftstoffes unter hohem Druck initiiert wird. Zur Reduktion der Schadstoffemissionen werden Gasottomotoren entweder nach dem Magerkonzept teilweise mit nachgeschaltetem Oxidationskatalysator oder im stöchiometrischen Betrieb mit 3-Wege-Katalysator betrieben. Diesel- sowie Gas-Zündstrahlmotoren weisen zumeist einen Katalysator mit selektiver katalytischer Reduktion zur Verminderung von Stickoxiden (NO_x) auf, der zum Teil durch einen vorgeschalteten Oxidationskatalysator ergänzt wird.

In Verbrennungsmotoren kann ebenfalls flüssige oder gasförmige Biomasse zur Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung verwendet werden. Für die Nutzung von flüssiger Biomasse kommt vor allem der Einsatz von Pflanzenölen bzw. Pflanzenölmethylestern in Frage, hierbei dominiert die Nutzung von Raps in Dieselmotoren. Die Verbrennung muss hierfür an den veränderten Zündverzug und die Einspritzstrahl-Auflösung des Pflanzenöls angepasst sein. Weiterhin ist auf die Materialverträglichkeit der Kraftstoffe mit Dichtungen und Kunststoff-Leitungen zu achten. Bei Verwendung der Pflanzenöle ergeben sich aufgrund des geringeren Heizwertes generell ein volumetrischer Mehrverbrauch sowie eine Leistungsverminderung von ca. 7 %. Gasförmige Biomasse kann durch die Verwertung von Reststoffen der Landwirtschaft und der Ernährungsindustrie erzeugt werden, weiterhin ist die Herstellung aus landwirtschaftlichen Produkten wie zum Beispiel Zuckerrüben, Zuckerrohr oder Getreide möglich. Abhängig vom Heizwert des eingesetzten Gases ergeben sich unter Umständen deutlich geringere Leistungen.

⁹ Eine Übersicht über in Form von Blockheizkraftwerken am Markt verfügbare Verbrennungsmotoren gibt [27].

Bei in Kraft-Wärme-Kopplung ausgeführten Verbrennungsmotoren wird die Wärme aus dem Kühlwasser und dem Abgas gewonnen. Der Kühlwasserkreislauf erwärmt das umlaufende Heizwasser zunächst auf etwa 80 °C vor, das abschließend im Abgaswärmetauscher weiter auf ungefähr 110 °C erhitzt wird. Die Anlagen verfügen nur über einen Freiheitsgrad, sofern die Abhitzenutzungsrichtung nicht außer Betrieb genommen werden kann [36].

Verbrennungsmotoren weisen generell eine hohe Technologiereife auf und bieten die Möglichkeit einer schnellen Lastfolge. Im Vergleich zu anderen Technologien verteilter Elektrizitätserzeugung sind weiterhin die Wirkungsgradverluste im Teillastbereich gering. Die erforderlichen Anfahrzeiten liegen im Minutenbereich. Oftmals werden mehrere Module installiert, die in Abhängigkeit der angeforderten Last in Betrieb gehen. Hier wird zwischen dem taktenden Start-Stopp-Betrieb und dem gleitenden Teillastbetrieb unterschieden. Zu häufiges Abschalten und Starten eines Moduls erhöht jedoch dessen Instandhaltungskosten und kann die Lebensdauer einschränken, so dass zur Ableitung einer kostenoptimalen Einsatzweise Mindestbetriebs- und Mindeststillstandsdauern von einer Stunde vorgegeben werden [37], [38], siehe Abschnitt 3.4.3.2.

Die Netzanbindung von Verbrennungsmotoren erfolgt in der Regel direkt. Hierbei werden für Anlagen mit kleinerer Leistung tendenziell Asynchrongeneratoren verwendet. Daneben findet in den letzten Jahren bei KWK-Anlagen auch die indirekte Netzanbindung über Zwischenkreisumrichter Anwendung. Damit wird eine wirkungsgradoptimale Drehzahlanpassung an den momentanen thermischen Bedarf ermöglicht.

2.1.2.3 Mikrogasturbinen

Eine Gasturbinenanlage besteht aus einem Verdichter, einer Brennkammer, der Turbine und dem Generator. Beim offenen Gasturbinenprozess wird im Verdichter angesaugte Luft komprimiert, die zur Verbrennung der meist fossilen Brennstoffe Erdgas oder Heizöl in der Brennkammer benötigt wird. Die dort entstehenden Verbrennungsgase entspannen sich in der Turbine bei Abgabe von Leistung an die Turbinenwelle auf Atmosphärendruck. Diese Funktionsweise lässt mit dem Kreisprozess nach Joule beschreiben, siehe zum Beispiel [39]. Die an der Turbinenwelle zur Verfügung stehende Leistung verteilt sich etwa zu zwei Drittel auf den Verdichter und zu einem Drittel auf die Turbine. Da bei offenen Gasturbinen die Verbrennungsgase die Schaufeln des Turbinenteils durchströmen, ist der Einsatz von hochwertigen und schwefelarmen Brennstoffen notwendig. Andernfalls kann die Turbinenbeschaufelung durch mechanischen Abrieb und Korrosion beschädigt werden. Gasturbinen können ebenfalls als KWK-Anlagen mit einem Freiheitsgrad zur Nutzung der Abwärme der Turbinenabgase mit hohem Temperaturniveau ausgeführt werden [36].

Für den Bereich der verteilten Elektrizitätserzeugung sind neben konventionellen Gasturbinen mit einer Nennleistung von bis zu rund 10 MW_{el} die sogenannten Mikrogasturbinen in kompakter Bauweise relevant. Diese weisen elektrische Leistungen zwischen 30 kW_{el} und 500 kW_{el} bei Arbeitstemperaturen von 200 bis 300 °C auf. Gegenüber großtechnischen Gas-

turbinen ist der elektrische Wirkungsgrad von Mikrogasturbinen mit 15 - 30 % tendenziell niedriger. Zur Anhebung des elektrischen Wirkungsgrades wird die Abwärme der Turbinenabgase neben der Verwendung für Prozesswärme zusätzlich in einem Rekuperator zur Vorwärmung der verdichteten Verbrennungsluft genutzt.

Die betriebliche Flexibilität der Mikrogasturbinen ist abgesehen von einer hohen relativen Mindestleistung von 50 % der Nennleistung groß, die notwendige Zeit zum Anfahren beträgt eine bis zehn Minuten. Mikrogasturbinen verfügen über einen ohne Getriebe auf der Turbinenwelle angeordneten Asynchron- oder Synchrongenerator. Der aufgrund der sehr hohen Turbinendrehzahlen erzeugte hochfrequente Wechselstrom wird mit einem Zwischenkreisrichter auf die Netzfrequenz von 50 Hz umgewandelt.

2.1.2.4 Stirlingmotoren

Mit Stirlingmotoren wird Wärme in mechanische Arbeit umgewandelt, indem ein Arbeitsmedium, zumeist Helium oder Luft, in einem geschlossenen thermodynamischen Kreisprozess expandiert und komprimiert wird. Hierfür wird das Arbeitsmedium zwischen Motorbereichen mit permanenter Wärmezufuhr hin- und hergeleitet, wobei es während der Expansion mechanische Arbeit verrichtet. Da die Wärmezufuhr von außerhalb des Zylinders erfolgt, zum Beispiel durch Beaufschlagung mit Rauch- oder Abgasstrom, können feste, flüssige oder gasförmige Brennstoffe genutzt werden.

Das Arbeitsmedium wird entweder durch Zusammenspiel von zwei Arbeitskolben oder durch Kombination der Bewegungen von einem Arbeitskolben und einem Verdränger innerhalb des Stirlingmotors verschoben. Es wurde eine Vielzahl von Varianten des Stirlingmotors entwickelt, die sich in die sogenannten α -, β - und γ -Typen gruppieren lassen. Beim α -Typ ersetzt ein zweiter Arbeitskolben in einem weiteren Zylinder den Verdrängerkolben. Der β -Typ vereinigt Arbeitskolben und Verdränger in einem Zylinder. Diese Konstruktion führt zu einem erhöhten Aufwand zur Abdichtung der Verdrängerstange, die durch den Arbeitskolben geführt ist. Im γ -Typ sind dagegen der Verdränger- und Arbeitskolben in räumlich getrennten Zylindern angeordnet. Die Bewegung der Kolben zueinander wird bei allen Typen durch kinematische Getriebe mit Schwungrädern festgelegt. Da Stirlingmotoren im Allgemeinen weniger bewegte Teile als Verbrennungsmotoren aufweisen, ist von einem geringeren Wartungsaufwand auszugehen.

Stirlingmotoren verfügen über kleine Mindestleistungen bei gleichzeitig niedrigen Wirkungsgradverlusten. Ferner ist die Anfahrzeit gering, so dass insgesamt eine hohe betriebliche Flexibilität erreicht wird. Die Netzanbindung erfolgt in der Regel direkt über einen Synchron- oder Asynchrongenerator, aufgrund der geringen elektrischen Nennleistungen zumeist an die Niederspannungsebene.

2.1.2.5 Dampfturbinen

Die Dampfturbine ist Bestandteil eines Dampfkraftprozesses, der dem Clausius-Rankine-Prozess folgt, siehe zum Beispiel [39]. Das Arbeitsmedium, bei konventionellen Dampfkraftprozessen Wasser, wird hierbei vorgewärmt, in einem Dampfkessel verdampft und anschließend überhitzt. Der Dampfkessel kann mit verschiedenen festen, flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen befeuert werden. Der erhaltene Wasserdampf wird anschließend in der Dampfturbine entspannt. Danach wird das Arbeitsmedium wieder durch eine Speisepumpe dem Vorwärmer bzw. Dampfkessel zugeführt. Dampfturbinenanlagen der Kraft-Wärme-Kopplung können einen oder zwei Freiheitsgrade aufweisen [36]. In Anlagen mit einem Freiheitsgrad, den sogenannten Gegendruckanlagen, wird das Arbeitsmedium in der Dampfturbine nur bis zum Gegendruck und nicht wie bei reinen Kondensationsanlagen in den Unterdruckbereich entspannt. Damit wird bewusst auf ein Teil der mechanischen Energie des Arbeitsmediums zur Elektrizitätserzeugung verzichtet. Bei Anlagen mit zwei Freiheitsgraden, wie Entnahme-Kondensations- und Anzapfkondensationsanlagen, wird ein Teil des Arbeitsmediums geregelt bzw. unregelt zur Nutzung als Wärme dem Dampfkraftprozess entnommen [42]. Das weiterhin in der Dampfturbine bleibende Arbeitsmedium wird bis zur Kondensation entspannt.

Dampfturbinenprozesse werden neben Stirlingmotoren, siehe Abschnitt 2.1.2.4, auch zur Verfeuerung von fester Biomasse genutzt¹⁰. Hierbei werden Anlagen ab einer Nennleistung von rund 1 MW_{el} eingesetzt. Da gegenüber fossil befeuerten Dampfturbinenprozessen niedrigere Dampftemperaturen erreicht werden, verringern sich die elektrischen Wirkungsgrade ebenfalls. Vorwiegend finden die folgenden holzartigen Reststoffe Verwendung:

- Rest- und Abfallstoffe aus dem ländlichen Raum wie Waldrestholz (verarbeitet zu Holzhackschnitzeln), Stroh, Landschaftspflegematerial
- Abfallholz aus der Holzverarbeitenden Industrie (ebenfalls verarbeitet zu Holzhackschnitzeln)
- Altholz aus Gebäudeabbrüchen, Neubauten und Verpackungsmaterial
- Angebaute Biomassen wie Schnellwuchsholz und halmgutartige Biomasse (Getreideganzpflanzen, Chinaschilf und Energiegräser)

Die Biomasse aus den verschiedenen Bezugsquellen ist durch zum Teil sehr unterschiedliche Eigenschaften gekennzeichnet. Diese Verschiedenartigkeit bedingt auch unterschiedlichste Bereitstellungsketten bis hin zur Feuerungsanlage.

Eine Variante des Dampfturbinenprozesses ist der Organic-Rankine-Cycle (ORC), bei dem anstelle des Arbeitsmediums Wasser niedrig siedende organische Verbindungen zum Einsatz kommen. Dies sind teilhalogenierte Verbindungen, Ammoniak oder reine Kohlenwasserstoffe. Da das jeweils eingesetzte Arbeitsmedium bei niedrigeren Temperaturen verdampft, können Wärmequellen auf niedrigerem Temperaturniveau wie zum Beispiel die Verbrennung von Biomasse genutzt werden, siehe oben. Die einzelnen Anlagenkomponenten erfordern

¹⁰ Im Leistungsbereich bis 5 MW_{el} findet in wenigen Fällen weiterhin der Dampfmotor mit einem elektrischen Wirkungsgrad von ca. 15 % Anwendung [43].

hierbei eine Anpassung an das Arbeitsmedium. Nachteilig ist der im Vergleich zu konventionellen Dampfturbinenprozesse geringere Wirkungsgrad.

Die betriebliche Flexibilität von Dampfturbinenanlagen wird insbesondere von der Ausführung des Dampferzeugers bestimmt. Die Anfahrzeit ist generell von der vergangenen Stillstandszeit abhängig und kann bis zu mehrere Stunden betragen. Während für zentrale Großkraftwerke mehrere Literaturangaben zu Anfahrzeiten vorliegen, ist dies für Dampfturbinen im Bereich der verteilten Erzeugung nicht der Fall. Die Reduktion des Wirkungsgrades im Teillastbetrieb ist insbesondere bei biomassegefeuerten Dampfturbinenanlagen erheblich. Die Netzanbindung von Dampfturbinen erfolgt in der Regel direkt durch Synchrongeneratoren.

2.1.2.6 Geothermie

Die im Erdinneren noch von der Erdentstehung existierende und durch den ständigen Zerfall von Radionukliden nachgelieferte Wärme kann mittels verschiedener Verfahren neben der Wärmebereitstellung auch zur Elektrizitätserzeugung nutzbar gemacht werden¹¹. Insbesondere Gebiete mit geologischen Anomalien, in denen bereits in geringeren Tiefen höhere Temperaturen vorkommen, bieten sich für den Betrieb von geothermischen Anlagen an.

Zur Elektrizitätserzeugung eignen sich vor allem hydrothermale Systeme und das sogenannte Hot-Dry-Rock-Verfahren. Bei hydrothermalen Systemen wird über eine Förderbohrung mit Bohrtiefen bis zu mehreren Kilometern Thermalwasser aus Heißwasseraquiferen an die Oberfläche befördert. Mit der darin enthaltenen Wärme wird ein ORC-Prozess betrieben, siehe auch Abschnitt 2.1.2.5. Das Thermalwasser wird anschließend über eine Injektionsbohrung wieder in den Untergrund gepresst. Die Rückführung dient zur Wahrung des Mengengleichgewichts im Untergrund, weiterhin ist so keine oberirdische Entsorgung des stark mineralisierten Wassers erforderlich [57]. Mit dem Hot-Dry-Rock-Verfahren wird die in heißen und trockenen Gesteinen gespeicherte Wärme genutzt. Hierfür wird Wasser in eine Tiefe von bis zu 7 km gepresst und erwärmt wieder durch eine zweite Bohrung an die Oberfläche gefördert. Um die Permeabilität des Tiefengesteins zu erhöhen, werden durch hydraulisches Spalten Risse erzeugt, die nach der Bildung geortet werden müssen. Die geförderte Wärme wird ebenfalls mittels eines ORC-Prozesses zur Elektrizitätserzeugung genutzt.

Die geothermische Elektrizitätserzeugung weist keine kurzfristigen Fluktuationen auf. Zur Netzanbindung wird zumeist ein Synchron- oder Asynchrongenerator genutzt. Insgesamt wird die Geothermie zur Elektrizitätserzeugung in Deutschland jedoch kaum genutzt.

2.1.2.7 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen erzeugen unmittelbar aus der chemischen Energie eines Brennstoffes elektrische Energie auf Basis der elektrochemischen Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff zu

¹¹ In nächster Nähe zur Erdoberfläche vorkommende Wärme beruht weiterhin auf Sonneneinstrahlung. Die oberflächennahe Geothermie kann jedoch nicht zur Elektrizitätserzeugung herangezogen werden.

Wasser. Durch einen ionenleitenden Elektrolyten räumlich getrennt, wird der Wasserstoff unter Elektronenabgabe oxidiert und das Oxidationsmittel Sauerstoff unter Elektronenaufnahme reduziert. Der Abgriff der ausgebildeten Potentialdifferenz an den Reaktionsschichten ermöglicht eine Nutzung der elektrischen Energie.

Zur Bereitstellung des benötigten Wasserstoffs können Brennstoffe aus fossilen Quellen wie Erdgas oder aus regenerativen Quellen wie Biomasse genutzt werden. Anstelle von Sauerstoff kann gegebenenfalls auch Luft verwendet werden. In einem sogenannten Reformer wird aus den Brennstoffen in zum Teil mehreren Verfahrensschritten der chemisch gebundene Wasserstoff gewonnen und von Nebenprodukten gereinigt. Der Reformierprozess ist endotherm und verringert somit den Gesamtwirkungsgrad eines Brennstoffzellensystems. Bei Hochtemperatur-Brennstoffzellen mit hohen Arbeitstemperaturen ab ca. 600 °C kann der Reformierprozess in die Zelle integriert werden.

Theoretisch können verschiedenste Brennstoffzellen mit unterschiedlichen chemischen Reaktionsabläufen realisiert werden. Gewöhnlich werden die einzelnen Brennstoffzellensysteme nach der Ausführung des Elektrolyten und der Betriebstemperatur klassifiziert. Tab. 2-5 gibt einen Überblick über häufigere Zelltypen. Im Niedertemperaturbereich zeichnet sich die alkalische Brennstoffzelle durch hohe Wirkungsgrade und Leistungsdichten aus, jedoch ist deren Betrieb kostenintensiv. Realisierte Nennleistungen reichen von 1 bis 120 kW_{el}. Die Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle verfügt über Nennleistungen von bis zu 250 kW_{el}. Eine Weiterentwicklung stellt die Direkt-Methanol-Brennstoffzelle dar, die ohne Reformierung direkt mit Methanol betrieben werden kann. Demgegenüber stehen ein geringer Wirkungsgrad und eine niedrige Leistungsdichte. Im Mitteltemperaturbereich ist die phosphorsaure Brennstoffzelle die am weitesten entwickelte Brennstoffzelle. Der typische Leistungsbereich erstreckt sich von 200 kW_{el} bis zu 11 MW_{el}. Die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle zählt neben der oxidkeramischen Brennstoffzelle zu den Hochtemperaturbrennstoffzellen. Aufgrund des hohen Temperaturniveaus der Abwärme bietet sich bei diesen Brennstoffzellen die Auskopplung von industrieller Prozesswärme an. Mit Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen werden Nennleistungen bis zu 2 MW_{el} erreicht.

Derzeit befindet sich die Brennstoffzellentechnologie noch in der Entwicklung, einzelne Anlagen werden im Pilot- bzw. Demonstrationsbetrieb zur Elektrizitätsversorgung eingesetzt¹². Die Investitionskosten der Brennstoffzellenanlagen sind im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien ungleich höher. Eine Betrachtung von kurz- bis mittelfristigen Möglichkeiten der Brennstoffzellentechnologie in der stationären Elektrizitätserzeugung gibt [26]. Die betriebliche Flexibilität von Brennstoffzellen ist wesentlich von der Betriebstemperatur abhängig. Während Niedertemperaturbrennstoffzellen Anfahrzeiten von unter eine Stunde aufweisen, beträgt diese für die phosphorsaure Brennstoffzelle in Abhängigkeit des Betriebszustandes bis zu vier Stunden. Im Betrieb sind dann hohe Leistungsänderungsgeschwindigkei-

¹² Eine breitere Verwendung finden Brennstoffzellen in der Raumfahrt sowie beim Militär.

ten möglich. Hochtemperaturbrennstoffzellen erfordern Anfahrzeiten von fünf bis mehr als zehn Stunden und besitzen nur eine geringe Zyklenfestigkeit. So besteht zum Beispiel bei Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen die Gefahr der Auskristallisierung der Karbonatschmelze bei größeren Schwankungen der Betriebstemperatur. Daher ist der Einsatz dieser Brennstoffzellen nur im stationären Betrieb sinnvoll. Alle Typen der Brennstoffzelle erzeugen Gleichstrom und können daher nur indirekt über einen Wechselrichter an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossen werden.

Tab. 2-5: Brennstoffzellentypen [40], [41]

Brennstoffzelle (BZ)	Elektrolyt	Temperaturbereich	Brenngas / Oxidant	Elektr. Wirkungsgrad der Zelle
Alkalische BZ	wässrige Kalilauge, alkalisch	60 – 90 °C	H ₂ / O ₂	~ 70 %
Polymer-Elektrolyt BZ	feste protonenleitende Membran, sauer	50 – 80 °C	H ₂ / O ₂ , Luft	~ 50 – 68 %
Direkt-Methanol BZ	feste protonenleitende Membran, sauer	80 – 130 °C	Methanol / O ₂ , Luft	~ 20 – 30 %
Phosphorsaure BZ	Konzentrierte Phosphorsäure (H ₃ PO ₄), sauer	160 – 220 °C	Erdgas, Biogas, H ₂ / O ₂ , Luft	~ 55 %
Schmelzkarbonat BZ	Alkalikarbonatschmelzen Li ₂ CO ₃ , K ₂ CO ₃ , alkalisch	620 – 660 °C	Erdgas, Kohlegas, Biogas, H ₂ / O ₂ , Luft	~ 65 %
Oxidkeramische BZ	Yttriumstabilisiertes Zirkonoxid ZrO ₂ /YO ₃ , alkalisch	800 – 1.000 °C	Erdgas, Kohlegas, Biogas, H ₂ / O ₂ , Luft	~ 60 – 65 %

2.1.2.8 Windkraftanlagen

Die in bewegten Luftmassen enthaltene kinetische Energie wird mit Windkraftanlagen teilweise entzogen und in elektrische Energie umgewandelt. Der maximal mögliche theoretische nutzbare Anteil der Windleistung ist hierbei auf 59,3 % begrenzt (Betzscher Leistungsbeiwert). Als Bauform haben sich Horizontalachsenkonverter mit Dreiblatt-Rotoren durchgesetzt. In den letzten Jahren wurde die Anlagentechnik insbesondere in Bezug auf Steuerung, Drehzahlvariabilität und Netzanbindung erheblich weiter entwickelt und die durchschnittliche Konverterleistung bei Neuinstallationen auf über 2 MW_{el} erhöht [44].

Die momentane elektrische Erzeugungsleistung ist von der Windgeschwindigkeit abhängig. Dieser Zusammenhang wird mit der sogenannten Leistungskennlinie beschrieben, die charakteristisch für individuelle Anlagentypen ist, siehe Abb. 2-2. Die Leistungskennlinie von Windkraftanlagen lässt sich generell in vier Phasen unterteilen:

- Phase I: Zunächst reicht die in der Windströmung enthaltene Energie nicht aus, die Reibungs- und Trägheitskräfte der Windkraftanlage zu überwinden, so dass die Windkraftanlage nicht rotiert.

- Phase II: Nach Überschreiten der Anlaufgeschwindigkeit beginnt die Windkraftanlage, sich zu drehen und damit Elektrizität zu erzeugen. Die Erzeugungsleistung steigt proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit bis zum Erreichen der Nennleistung des Generators.
- Phase III: Aufgrund der Leistungsbeschränkung des Generators wird die Erzeugungsleistung oberhalb der Nenngeschwindigkeit konstant gehalten. Als Leistungsregelung dient bei den heutigen neu installierten Windkraftanlagen nahezu ausschließlich die aktive Rotorblattverstellung durch Pitch-Regelung oder „active stall“ [46].
- Phase IV: Erreicht die Windgeschwindigkeit eine von der jeweiligen Windkraftanlage abhängige Grenze, wird die Windkraftanlage zur Vermeidung mechanischer Zerstörung bei entsprechender Verstellung der Rotorblätter abgeschaltet.

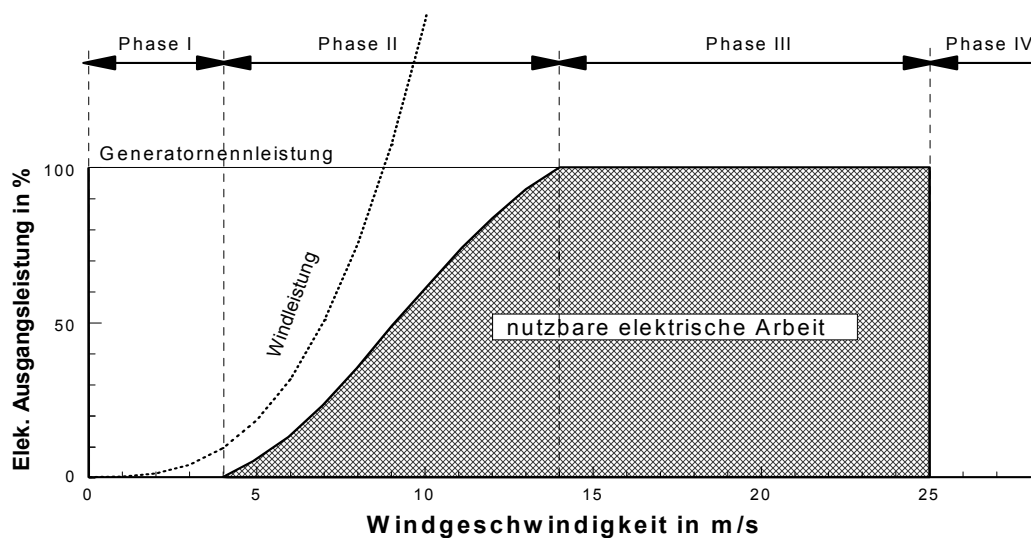


Abb. 2-2: Leistungskennlinie einer Windkraftanlage [45]

Die Elektrizitätserzeugung auf Basis der Windenergie ist dargebotsabhängig und stark fluktuierend. Die mögliche Regelung beschränkt sich auf die Reduktion der momentanen Windenergieeinspeisung. In Abhängigkeit des Winddargebots an individuellen Standorten und in einzelnen Jahren variieren die von Windkraftanlagen erreichten Volllaststunden zum Teil erheblich. In [46] werden für exemplarische Windkraftanlagenstandorte on-shore in Deutschland durchschnittlich rund 1700 bis 2100 Volllaststunden angegeben. Die momentane Windenergieeinspeisung an einzelnen Standorten unterliegt darüber hinaus kurzfristigen und zum Teil großen Schwankungen. Wird die aggregierte Windenergieeinspeisung von mehreren räumlich voneinander entfernten Windkraftanlagen betrachtet, kommt es zur Vergleichmäßigung der kumulierten Einspeisefluktuationen, siehe unter anderem [46], [47]. Jedoch sind auch bei Betrachtung der gesamten Windenergieeinspeisung in Deutschland erhebliche Einspeisefluktuationen zu beobachten. So betrug beispielsweise im Jahr 2005 bei stündlicher Betrachtungsweise die maximale Steigerung der Windenergieeinspeisung 19 % und der ma-

ximale Rückgang 26 % der installierten Nennleistung [46]. Zusätzlich zu den Einspeisefluktuationsen kann die Windenergieeinspeisung nicht fehlerfrei prognostiziert werden. In Abhängigkeit des verwendeten Prognoseverfahrens und der mit der Prognose berücksichtigten Anzahl und Lage der Windkraftanlagen wird eine unterschiedliche Prognosegüte erreicht [48], [49]. Für Deutschland betrug zum Beispiel der Root Mean Square Error¹³ einer Vortagesprognose für die Windenergieeinspeisung on-shore von Herbst 2006 bis Sommer 2007 zwischen 5 bis 7 Prozent der installierten Leistung [49]. Der Prognosefehler nimmt hierbei mit zunehmendem Prognosehorizont zu.

Die Netzanbindung erfolgte bis Mitte der neunziger Jahre bei der Mehrzahl der Windkraftanlagen direkt über einen Asynchrongenerator. Bei neueren On-shore-Anlagen finden dagegen entweder doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren oder die indirekte Netzanbindung mittels Zwischenkreisumrichter und Synchrongenerator Anwendung [46], [51].

2.1.2.9 Photovoltaikanlagen

Die Elektrizitätserzeugung durch Photovoltaikanlagen beruht auf dem Verhalten eines Halbleiters unter der Einwirkung von Licht. Einfallende Photonen versetzen bei entsprechender Anregungsenergie Elektronen aus dem gebundenen Zustand im Valenzband in den leitfähigen Zustand im Leitungsband. Dieser Vorgang wird innerer Photoeffekt genannt. Photovoltaikanlagen bestehen aus positiv und negativ dotiertem Halbleitermaterial, an dessen Grenzschicht freie Elektronen aus dem n-leitenden Material auf Elektronen-Fehlstellen im p-leitenden Bereich treffen. Aufgrund des Konzentrationsgefälles erfolgt ein Ladungsausgleich in der so genannten Diffusionszone, in der sich die Diffusionsspannung ausbildet. Die bei der Freisetzung von Valenzelektronen entstehenden Ladungsträgerpaare werden durch diese Diffusionsspannung getrennt und es kommt zur Leerlaufspannung, die abgegriffen werden kann.

Für kommerziell verfügbare Photovoltaikanlagen wird in der Regel Silizium als Halbleiter-Rohstoff verwendet. Es können die folgenden Zellformen unterschieden werden:

- Monokristallin: Die Photovoltaikzellen sind aus Siliziumeinkristallen hergestellt. Photovoltaikanlagen mit monokristallinen Zellen erreichen die höchsten elektrischen Wirkungsgrade von bis zu rund 20 % [52].
- Polykristallin: Bei dieser Zellform wird auf die Züchtung des Einkristalls verzichtet. Dadurch vergünstigt sich der Herstellungsprozess, jedoch verringert sich ebenfalls der elektrische Wirkungsgrad beim Einsatz in Photovoltaik-Anlagen auf 13 bis 15 %.
- Amorph: Diese Zellen weisen keine großflächige kristalline Struktur auf. Während für kristalline Zellen aus fertigungstechnischen Gründen Materialdicken von 250 µm notwendig sind, genügen für amorphe Zellen wenige µm. Der dadurch entstehende Kosten-

¹³ Der Root Mean Square Error (Abkürzung RMSE) berechnet sich wie folgt [50]:

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (f_i - y_i)^2}$$

mit f entsprechend der prognostizierten und y der tatsächlichen Windenergieeinspeisung.

vorteil wird allerdings durch einen niedrigen Anlagenwirkungsgrad aufgehoben. Insgesamt haben Photovoltaikanlagen auf Basis von amorphen Zellen einen geringen Marktanteil [52].

Photovoltaikanlagen werden in Freiflächenanlagen und Dachanlagen unterschieden. Ähnlich wie die Elektrizitätserzeugung durch Windkraftanlagen ist die dargebotsabhängige Elektrizitätseinspeisung von Photovoltaikanlagen Fluktuationen und Prognosefehlern unterworfen. Zusätzlich zum Tag-Nacht-Rhythmus ist die Einspeisung von der Wolkenbildung und von anderen die Sonneneinstrahlung beeinträchtigenden Umgebungsbedingungen abhängig. Ebenso beeinflusst die Betriebstemperatur der Photozelle und damit die Umgebungstemperatur die erreichbare Leistung [53]. Vergleichbar zur Windenergie können durch Aggregation der Einspeisung von mehreren räumlich entfernten Photovoltaikanlagen kurzfristige Schwankungen ausgeglichen werden. In [54] werden für Freiflächenanlagen und Dachflächenanlagen mit einer Nennleistung von mehr als 1 MW_p 970 Volllaststunden, für kleinere Dachflächenanlagen 920 Volllaststunden angegeben. Die jährlichen Einspeisemengen der Photovoltaikanlagen sind aber auch wie die der Windkraftanlagen nicht konstant. Der Root Mean Square Error der deutschlandweiten Elektrizitätserzeugung von Photovoltaikanlagen wird in [55] mit 10 % der installierten Leistung und damit höher als bei der Windenergieeinspeisung angenommen.

Photovoltaik-Zellen erzeugen Gleichstrom und können daher nur indirekt über einen Wechselrichter an das öffentliche Versorgungsnetz angeschlossen werden.

2.1.2.10 Wasserkraftanlagen

Wasserkraftwerke machen die potenzielle bzw. kinetische Energie des Wassers durch Umwandlung in elektrische Energie nutzbar. Die Elektrizitätserzeugung ist neben der Dichte des Wassers von der nutzbaren Fallhöhe zwischen Ober- und Unterwasserspiegel sowie von dem Durchfluss abhängig. Wasserkraftwerke lassen sich in Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss einteilen, allerdings ist die Zuordnung nicht immer eindeutig. Bei Speicherkraftwerken, die eine gegebene Fallhöhe ausnützen, ist die mögliche Elektrizitätserzeugung von dem jeweils verfügbaren Speicherfüllstand abhängig. Laufwasserkraftanlagen werden im Lauf von Fließgewässern installiert. Für die verteilte Erzeugung ist die sogenannte kleine Wasserkraft von Bedeutung. Die Unterscheidung zwischen kleiner und großer Wasserkraft beruht zumeist auf der installierten Nennleistung, hierbei wird keine einheitliche Größe als Unterscheidungskriterium angegeben. Zum Beispiel zählt [56] Anlagen mit einer Nennleistung von weniger als 1 MW_{el} zur kleinen Wasserkraft. Die kleine Wasserkraft umfasst vorwiegend Laufwasser- wie auch in wenigen Fällen Speicherkraftwerke. Im Regelfall findet die Kaplan- oder die Francisturbine Anwendung.

Speicher- und Laufwasserkraftwerke weisen kurze Anfahrzeiten von einer Minute auf. Die Elektrizitätserzeugung durch Laufwasserkraftwerken ist von der Abflussmenge des Fließgewässers, dem sogenannten Abflussregime, abhängig. Jedoch sind die auftretenden Schwankungen der Abflussmenge im Allgemeinen gering und gut prognostizierbar. Die Netzanbin-

dung von Wasserkraftanlagen erfolgt in der Regel direkt über einen Synchron- oder Asynchrongenerator.

2.1.2.11 Elektrizitätsspeicher

Mit Elektrizitätsspeichern kann überschüssige Elektrizitätseinspeisung von dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien wie zum Beispiel Windkraftanlagen oder von wärmegeführten Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung aufgenommen werden. Weitere Einsatzmöglichkeiten von Elektrizitätsspeichern sind der Wälzbetrieb¹⁴ sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Frequenz- und Spannungshaltung [20]. Die Elektrizitätsspeicherung ist jedoch generell mit Verlusten durch Energieumwandlung, durch zum Teil erforderliche Hilfsenergie sowie durch Selbstentladung verbunden.

Technologien der Elektrizitätsspeicherung lassen sich anhand der verwendeten Speicherenergie klassifizieren. Hierbei zählen die elektrochemische und mechanische Speicherung, die eine Überführung der einzuspeichernden elektrischen Energie in chemische oder mechanische Energie bedingen, zur indirekten Speicherung sowie die elektrische Speicherung zur direkten Speicherung [16]-[21]:

- Elektrochemische Speicherung: Akkumulatoren, Wasserstoffsysteme und Redox-Flow-Zellen.
- Mechanische Speicherung: Schwungradspeicher, Pumpspeicherwasserkraftwerke und Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke.
- Elektrische Speicherung: Kondensatoren und supraleitende Magnetfeldspeicher.

Im Folgenden werden diejenigen Speichertechnologien kurz beschrieben, die für den Bereich der verteilten Elektrizitätserzeugung relevant sind. Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke sowie supraleitende Magnetfeldspeicher werden hierbei nicht weiter berücksichtigt¹⁵. Zur weiteren Charakterisierung gibt Tab. 2-6 eine Übersicht zu den wesentlichen Eigenschaften der ausgewählten Speichertechnologien. Die Anbindung der hier betrachteten Speichertechnologien an das Verteilungsnetz erfolgt zumeist indirekt über Zwischenkreisumrichter.

¹⁴ Der Wälzbetrieb von Elektrizitätsspeichern dient zur Überführung von elektrischer Energie von Schwachlastzeiten mit tendenziell geringeren variablen Grenzkosten zur Nachfragedeckung in Starklastzeiten mit tendenziell höheren variablen Grenzkosten zur Nachfragedeckung.

¹⁵ Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke spielen in Verteilungsnetzen aufgrund ihrer üblicherweise größeren Belade- und Entladeleistungen keine Rolle; eine Anwendung von supraleitenden Magnetfeldspeicher erscheint im Bereich der Elektrizitätsversorgung nicht realistisch.

Tab. 2-6: Technische und ökonomische Eigenschaften ausgewählter Speichertechnologien [17], [21]

	Akkumulatoren (Blei-Säure)	Schwungradspeicher	Kondensator
typische Leistung [MW]	< 70	< 15	< 0,01
typische Speicher- kapazität [MWh]	< 40	< 0,01	< 0,002
Energiedichte [Wh/kg]	30 – 350	5 – 130	0,1 – 10
Leistungsdichte [W/kg]	30 – 2500	200 – 1800	> 1000
Zugriffszeit [s]	1	1	1
Tiefentladbarkeit	gering	gut	gut
Wirkungsgrad (Entladen / Laden) [%]	70 – 90	85 – 90	95
Selbstentladung [%/h]	< 0,01	3 – 20	0,1 – 0,2
Zyklenzahl	500 – 40000	10 ⁶	> 10 ⁶
Investitionskosten [T€/MWh]	80	5000	10000 – 20000

Elektrochemische Speicher können weiterhin nach Systemen mit interner und externer Speicherung unterschieden werden. Bei interner Speicherung ist die Umwandlung von elektrischer in chemische Energie und umgekehrt räumlich nicht von der eigentlichen Energiespeicherung getrennt. Zu dieser Gruppe zählen die aus galvanischen Elementen bestehenden Akkumulatoren, deren Be- und Entladung auf chemischen Reduktions- und Oxidationsreaktionen an den Elektroden basieren. Wesentliche technische Ausführungen sind Niedertemperaturakkumulatoren auf Blei-Säure-, Lithium-Ionen- und Nickel-Cadmium- bzw. Nickel-Metall-Hydrid-Basis sowie Hochtemperaturakkumulatoren auf Natrium-Schwefel- bzw. Natrium-Nickel-Chlorid-Basis. Hiervon hat bislang der Blei-Säure-Akkumulator die größte Bedeutung. Die erreichte Lebensdauer von Blei-Säure-Akkumulatoren ist stark von der Anzahl der Lade- und Entladezyklen sowie der dabei erreichten Entladetiefen abhängig. Zukünftig wird dem Natrium-Schwefel-Akkumulator aufgrund der höheren Zyklenzahl ein hohes Potenzial im Bereich der verteilten Erzeugung zugeschrieben. Dazu ist jedoch unter anderem noch eine deutliche Kostenreduktion sowie eine verbesserte Gewährleistung der betrieblichen Sicherheit aufgrund der Verwendung von flüssigem Natrium und Schwefel erforderlich [21]. Im Rahmen der Diskussion um die mobile Anwendung von Akkumulatoren in Elektrofahrzeugen oder in Plug-In-Hybriden findet der Lithium-Ionen-Akkumulator die meiste Beachtung. Bei einer denkbaren Nutzung der Fahrzeugakkumulatoren zur Entladung zurück in das Elektrizitätsnetz, also nach dem Ansatz des sogenannten Vehicle-to-Grids, ist insbesondere die zeitliche Verfügbarkeit der Fahrzeuge am Elektrizitätsnetz sowie die maximal mögliche Entladung der Fahrzeugakkumulatoren in Abhängigkeit des Fahrbetriebs zu beachten. Systeme mit externer Speicherung sind durch eine räumliche Trennung der Energieumwandlung und der Energiespeiche-

ung gekennzeichnet. Die Energieumwandlung kann damit unabhängig von der Größe des Energiespeichers dimensioniert werden. Zur externen Speicherung gehören Systeme auf Wasserstoffbasis und Redox-Flow-Zellen. Der durch Elektrolyse gewonnene Wasserstoff wird in Druckgas- oder Flüssiggasspeichern gespeichert¹⁶. Die Rückwandlung in Elektrizität kann mit Brennstoffzellen, siehe auch Abschnitt 2.1.2.7, oder durch Verbrennungsmotoren erfolgen. In Redox-Flow-Zellen werden in flüssigen Elektrolyten gelöste Salze verwendet, die zum Be- und Entladen einer zentralen Reaktionseinheit geführt werden. Die Be- und Entladereaktion basiert auf einer Änderung der Wertigkeit der Ionen des Salzes. Redox-Flow-Zellen befinden sich noch im Entwicklungsstadium, bislang weist die Vanadium-Redox-Zelle den am weitesten fortgeschrittenen Entwicklungsstand auf.

Bei Schwungradspeichern wird die aufgenommene elektrische Energie in kinetische Energie eines rotierenden Körpers wie zum Beispiel einer Schwungscheibe umgewandelt. Die bei hoher Rotationsgeschwindigkeit der Schwungscheibe notwendige Zugfestigkeit der verwendeten Materialien führt zum Einsatz von Faserverbundkunststoffen. Weiterhin lässt sich so die spezifische Energiedichte des Speichers steigern. Mit Schwungradspeicher können in sehr kurzer Zeit hohe Energiemengen ein- und gespeichert werden, man spricht hier auch von sogenannten Leistungsspeichern. Darüber hinaus sind hohe Zyklenzahlen möglich. Damit eignet sich diese Speichertechnologie insbesondere zur Bereitstellung kurzfristiger Leistungsreserven in schwachen Netzen. Nachteilig ist die zum Teil hohe Selbstentladung, der durch Evakuierung des Schwungradgehäuses sowie durch den Einsatz von Magnet- statt Wälzlagern entgegen gewirkt werden kann.

In Kondensatoren wird Energie in Form von elektrischer Spannung zwischen zwei durch ein Dielektrikum isolierten Flächen gespeichert. In der Regel werden zur Energiespeicherung Plattenkondensatoren eingesetzt. Die Kapazität ist dabei abhängig von der Fläche und dem Abstand der Kondensatorplatten sowie von der Permeabilität des Dielektrikums. Bei sogenannten Supercapacitors wird die Energiedichte des Kondensators durch eine polarisierte flüssige Schicht zwischen Elektroden und Dielektrikum angehoben. Weiterhin wird angestrebt, die Plattenoberfläche durch Wahl von porösen Materialien zu vergrößern. Kondensatoren eignen sich ebenfalls dazu, in kürzester Zeit hohe Belade- und Entladeleistungen bei hoher Zyklenzahl zur Verfügung zu stellen.

2.1.3 Virtuelle Kraftwerke

Unter dem Begriff „Virtuelles Kraftwerk“ wird ein betrieblicher Verbund von mehreren verteilten Elektrizitätserzeugungs- und gegebenenfalls Speicheranlagen unterschiedlicher Technologien verstanden [58], [59]. Oftmals werden darüber hinaus ebenfalls Elektrizitätsverbraucher mit steuerbarer Nachfrage in virtuellen Kraftwerken berücksichtigt. Diese Möglichkeit wird als Laststeuerung oder -management, im engl. Demand Side Management, bezeichnet.

¹⁶ Als weiterer Schritt wird die Methanisierung von Wasserstoff und Einspeicherung im Gasnetz diskutiert.

Die zu einem virtuellen Kraftwerk gehörenden Anlagen müssen hierbei nicht wie bei den Betrachtungen in dieser Arbeit zwingend an das gleiche Elektrizitätsnetz angeschlossen sein¹⁷.

Als Motivation für die Bildung von virtuellen Kraftwerken werden unterschiedliche Zielsetzungen genannt, von denen hier die Wesentlichen skizziert werden:

- Die Nutzung von dargebotsabhängigen und fluktuierenden erneuerbaren Energien, wie die Windenergie, soll durch Ergänzung mit steuerbaren Erzeugungs- und Speicheranlagen auch für eine zuverlässig planbare Elektrizitätserzeugung ermöglicht werden. Hierbei ersetzen die steuerbaren Erzeugungs- und Speicheranlagen bei dargebotsbedingter Nichtverfügbarkeit die Einspeisung erneuerbarer Energien und gleichen deren Prognosefehler aus. Auf diese Weise soll unter anderem die Elektrizitätsnachfrage in lokalen Versorgungsgebieten kostenoptimal gedeckt, Bilanzkreisabweichungen ausgeglichen sowie eine direkte Vermarktung dieser Erzeugungstechnologien an Elektrizitätsmärkten oder durch längerfristige Lieferverträge erleichtert werden¹⁸ [59]. Die hierbei erzielten Erlöse müssen neben den Kosten für die Nutzungssysteme erneuerbarer Energien die zusätzlichen Kosten für den Einsatz der steuerbaren Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie die Kommunikationskosten der Verknüpfung zu einem virtuellen Kraftwerk decken.
- Die Elektrizitätseinspeisung von verteilten Erzeugungsanlagen, die einer privilegierten Abnahmepflicht und -vergütung unterliegen, siehe Abschnitt 2.2, erfolgt vorrangig und unabhängig von der momentanen Nachfrage und Auslastung des jeweiligen Verteilungsnetzes. Um eine zuverlässige Elektrizitätsversorgung sicher zu stellen, können auf Basis heutiger Gesetze und Verordnungen die Netzbetreiber aus systembetrieblichen Gründen temporär die Einspeisung reduzieren sowie eine Beteiligung an der Spannungshaltung fordern, siehe Abschnitte 2.2, 2.4.4 und 2.4.5. Eine darüber hinausgehende Koordination der verteilten Elektrizitätserzeugung mit dem Betrieb des Elektrizitätsnetzes erfolgt nicht. Durch Bildung von virtuellen Kraftwerken und zusätzliche Berücksichtigung der Netzbetriebsmittel eines Verteilungsnetzes soll die Elektrizitätseinspeisung der einzelnen Anlagen mit dem Netzbetrieb abgestimmt werden. Dies impliziert unter anderem eine gezielte Beeinflussung der elektrischen Lastflüsse zur Vermeidung von Netzüberlastungen sowie eine der jeweiligen Betriebssituation angepasste Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Hierzu zählt insbesondere die Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung von Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und Speichern, siehe zum Beispiel [58], [60]-[62]. Eine solche übergeordnete Steuerung der Betriebsführung von Elektrizitätserzeugungsanlagen sowie gegebenenfalls von Speichern und von Elektrizitätsverbrauchern mit dem Netzbetreiber

¹⁷ Anlagen eines virtuellen Kraftwerkes, die nicht an das gleiche Verteilungsnetz angeschlossen sind, werden bilanziell zusammengefasst.

¹⁸ Ebenfalls sind virtuelle Kraftwerke mit Speichern wesentlicher Bestandteil der Diskussion um die mit der Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes zu Beginn des Jahres 2012 eingeführten Marktprämie [1].

trieb wird in verschiedenen Quellen insbesondere für den Bereich der verteilten Erzeugung als „intelligentes Stromnetz“, im engl. Smart Grid, bezeichnet, siehe zum Beispiel [63], [64]. Der gemeinsame Betrieb von Erzeugungs-, Speicher- und ggfls. Verbraucheranlagen und des Elektrizitätsnetzes führt ferner in weiten Teilen zu einer Aufhebung der mit dem sogenannten Unbundling beabsichtigten Trennung von Erzeugung, Transport bzw. Verteilung und Vertrieb.

- Um für die Teilnahme an Regelleistungsmärkten präqualifiziert zu werden, ist unter anderem die Vorhaltung einer vorgeschriebenen Mindestkapazität erforderlich, siehe Abschnitt 2.3. Durch Verknüpfung einzelner kleinerer Erzeugungsanlagen soll die dafür erforderliche Mindestkapazität erreicht werden. So wurde zum Beispiel ein als „virtuelles Regelkraftwerk“ bezeichneter Verbund auf Basis einzelner Erzeugungs- und Verbraucheranlagen in gesamt Deutschland realisiert, der zur Vermarktung von Minutenreserve genutzt wird [65].

Um diese Zielsetzungen erreichen zu können, ist eine koordinierte Regelung des Betriebs der einzelnen Anlagen eines virtuellen Kraftwerks erforderlich. Bei einer Betriebsführung durch eine zentrale Instanz folgt diese einem in Abhängigkeit der Zielsetzung formulierten Optimierungsziel, wie zum Beispiel die Minimierung der Betriebskosten des virtuellen Kraftwerks zur Nachfragedeckung oder die Maximierung der erzielten Erlöse¹⁹. In Abhängigkeit der Zusammensetzung des virtuellen Kraftwerks und des Ziels der Betriebsoptimierung werden technische Restriktionen der berücksichtigten Anlagen, gegebenenfalls des elektrischen Netzes sowie des zu deckenden Bedarfs und ökonomische Rahmenbedingungen wie zum Beispiel anlagenspezifische Erzeugungskosten oder mögliche Erlösquellen wie Spotmarktpreise und längerfristige Verträge beachtet. Zusätzlich sind Prognosen der dargebotsabhängigen Erzeugung, der Elektrizitäts- und Wärmenachfrage oder von Elektrizitätspreisen erforderlich. Um bei einer hohen Anzahl an Einzelanlagen den erforderlichen Aufwand zur Regelung von virtuellen Kraftwerken zu reduzieren, werden alternativ zu einer zentralen Betriebsführung eine hierarchische Betriebsführung der individuellen Anlagen sowie eine dezentrale Intelligenz beispielsweise auf der Basis von autonomen Agenten diskutiert [66]. Ein weiterer Ansatz ist es, lokale Marktplätze für Elektrizität sowie für weitere Produkte, wie zum Beispiel Systemdienstleistungen, zu definieren, siehe zum Beispiel [67]. Hierbei soll die Koordinationsfunktion der an diesen Märkten gebildeten Preise zur eigenständigen Steuerung des Betriebs der einzelnen Anlagen eines virtuellen Kraftwerks genutzt werden.

Die Steuerung und gegebenenfalls Regelung der einzelnen Anlagen eines virtuellen Kraftwerks erfordert eine geeignete Informations- und Kommunikationstechnologie. Prinzipiell sind verschiedene Kommunikationsinfrastrukturen möglich, die aber zum Teil von dem gewählten Steuerungs- und Regelungskonzept abhängen. Die erforderliche Kommunikationsinfrastruktur lässt sich in die folgenden Grundbausteine gliedern:

¹⁹ Der optimale Betrieb eines virtuellen Kraftwerks entspricht dabei nicht zwangsläufig der optimalen Betriebsweise der einzelnen Anlagen bei eigenständigem Betrieb.

- Messgeräte zur Erfassung von Erzeugung, Verbrauch und von weiteren Größen wie zum Beispiel Spannungszustände im elektrischen Netz. Es werden fernauslesbare Zähler benötigt, um die Daten zentral erfassen und aufbereiten zu können.
- Wirtschaftliche, geeignete Datenverbindungen zur Übermittlung von Messwerten einerseits und Steuerdaten und Leistungsfahrplänen andererseits. Hier kommen je nach den spezifischen Anforderungen zum Beispiel die Kommunikationstechnologien Analog, DSL (Digital Subscriber Line), ISDN (Integrated Services Digital Network), Mobilfunk, Powerline sowie die klassische Rundsteuertechnik in Frage [66], [68].
- Definierte Datenschnittstellen und -protokolle zwischen den Steuerungs- und Kommunikationseinrichtungen der einzelnen Anlagen eines virtuellen Kraftwerks.

Die Ansteuerung einzelner Anlagen kann ebenso auf verschiedene Weise realisiert werden. Bei einem kontinuierlichen Regelbedarf ist eine Standleitung erforderlich, während bei nur taktweiser Steuerung eine jeweils neu aufzubauende Wahlverbindung genügt. Dementsprechend werden Kommunikationseinrichtungen zum Auslesen von Messgeräten angesteuert.

Es folgt eine Übersicht über ausgewählte deutsche und internationale Forschungs- und Entwicklungsprojekte zu virtuellen Kraftwerken, die in Praxisversuchen mehrere an das gleiche Verteilungsnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen kombinieren und zugleich den Netzbetrieb berücksichtigen²⁰. Neben der Demonstration der technischen Realisierbarkeit von Anlagenverbänden werden mit den in den betrachteten Projekten realisierten virtuellen Kraftwerken mit unterschiedlicher Gewichtung die oben genannten Zielsetzungen verfolgt. In den jeweiligen Veröffentlichungen sind allerdings nur - wenn überhaupt - wenige Angaben insbesondere zu ökonomischen Effekten der jeweiligen virtuellen Kraftwerke zu finden. Eine weitere zusammenfassende Darstellung von bestehenden und abgeschlossenen Forschungsprojekten zu virtuellen Kraftwerken gibt [69].

In dem Projekt „Edison“ wurden zwei vergleichsweise kleine virtuelle Kraftwerke bestehend aus Brennstoffzellen, Blockheizkraftwerken sowie Batteriespeicher in zwei Versorgungsgebieten realisiert [70]. Die Kombination einer Photovoltaik-, einer Windkraftanlage, eines Biomasse-Heizkraftwerkes, einer Brennstoffzelle sowie eines Batteriespeichers sowie von Heizkesseln auf der Basis eines zentralen Optimierungssystems zur Versorgung von Haushalts- und Gewerbelasten in einem räumlich begrenztem Verteilungsnetz wurde mit dem „Konwerl Energiepark 2010“ erprobt [71]. Das Ziel der zentralen Betriebsführung der in diesen beiden Projekten gebildeten virtuellen Kraftwerke war eine kostenoptimierte Einsatzplanung zur Nachfragedeckung in dem jeweils betrachteten Versorgungsgebiet.

Im Rahmen des europäischen Forschungsprojektes „Dispover“ wurde unter anderem der Betrieb eines Blockheizkraftwerkes, mehrerer Photovoltaikanlagen sowie eines Batterie-

²⁰ Darüber hinaus gibt es weitere virtuelle Kraftwerke, die an verschiedene Verteilungsnetze innerhalb Deutschlands angeschlossene Erzeugungsanlagen verbinden, siehe zum Beispiel [65]. Da jedoch in dieser Arbeit solche Systeme der verteilten Erzeugung nicht Fokus der Betrachtung sind, wird auf deren weitere Erwähnung verzichtet.

speichers, die an ein Niederspannungsnetz einer Wohnsiedlung in Deutschland angeschlossen waren, mit dem Ziel der Minimierung der Betriebskosten optimiert [72]. Besonderes Merkmal war hierbei die Reduktion des Spitzenlastbezugs aus der vorgelagerten Netzebene sowie die Spannungshaltung. Ferner wurde das Potential der Laststeuerung durch flexible Elektrizitätstarife in dem betrachteten Wohngebiet untersucht.

Mit dem Ziel der Reduktion der Betriebskosten zur Nachfragedeckung, der bezogenen Spitzenlast sowie von Bilanzkreisabweichungen wurden sechs KWK-Anlagen unterschiedlicher Erzeugungstechnologien und installierter Nennleistungen, mehrere Windkraftanlagen, eine Wasserkraftanlage, mehrere kleinere Photovoltaikanlagen, eine Mikrogasturbine und Wärmespeicher zu einem virtuellen Kraftwerk im Verteilungsnetz der Stadtwerke Unna leittechnisch verbunden [73].

Im Forschungsprojekt „Virtplant“ wurde ein virtuelles Kraftwerk bestehend aus Blockheizkraftwerken, dieselbetriebene Spitzenlastaggregate, Windkraft- sowie Photovoltaikanlagen betrachtet [74]. Zusätzlich standen Heizkessel zur alternativen Versorgung von Wärmelasten zur Verfügung. Mit dem Ziel der Maximierung von Erlösen am Spotmarkt für Elektrizität und der Minimierung des Spitzenlastbezugs aus der vorgelagerten Netzebene wurde der Betrieb der berücksichtigten verteilten Erzeugungsanlagen in einem regionalen Verteilungsnetz simuliert.

Die im Rahmen des deutschen Rahmenprogramms „E-Energy“ geförderten und noch nicht abgeschlossenen sechs Forschungsprojekte betrachten die Nutzung verteilter Erzeugung im Verbund vor allem mit Laststeuerung [75]. Gemeinsames Merkmal dieser Forschungsprojekte ist die Bildung von lokalen Märkten zur Koordinierung des Betriebs der berücksichtigten Erzeugungsanlagen und Verbraucher, siehe oben. Auf drei dieser Forschungsprojekte, zu denen nähere Informationen zu den vorhandenen verteilten Elektrizitätserzeugungsanlagen vorhanden waren, wird hier kurz eingegangen. Das Forschungsprojekt „eTelligence“ fokussiert die Einbindung eines hohen Anteils der Elektrizitätserzeugung auf Basis erneuerbarer Energien von rund 50 % an der Nachfrage eines ländlichen Gebiets [76]. Zur Kompensation der Einspeisefluktuationen insbesondere von Windkraft- und Photovoltaikanlagen wird unter anderem die Elektrizitätsnachfrage eines Kühlhauses als gesteuerte Last berücksichtigt. Während des Betriebs des virtuellen Kraftwerks sollen die Netzauslastung und -spannung wesentliche Beachtung erfahren. In der „Modellstadt Mannheim“ werden zwei Versorgungsgebiete in städtischen Ballungsräumen mit verteilter Erzeugung zum Teil auf der Basis von dargebot-sabhängigen Photovoltaikanlagen betrachtet [77]. Bestandteil des Forschungsprojektes sind sogenannte Praxistests zur Potentialanalyse der Laststeuerung von thermischen Speichern wie Heiz- und Kälteanlagen sowie von Haushaltsgeräten zur Einbindung von fluktuierender Erzeugung. Im Forschungsprojekt „Regenerative Modellregion Harz“ werden in einem ländlichen Raum Windkraftanlagen, Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke sowie ein Pump-

speicherkraftwerk²¹ zu einem virtuellen Kraftwerk mit einer vergleichsweise großen Erzeugungsleistung verbunden [78]. In dem betrachteten Versorgungsgebiet trägt die Elektrizitätserzeugung auf Basis erneuerbarer Energien rund zwei Drittel der Elektrizitätsnachfrage. Elektrofahrzeuge und Haushaltsgeräte sind als steuerbare Lasten eingebunden²². Ferner wird angestrebt, mit dem virtuellen Kraftwerk an nationalen Elektrizitäts- und Regelenergiemärkten teilzunehmen.

Das von der Europäischen Kommission geförderte Forschungsprojekt „Flexible Electricity Networks to Integrate the Expected Energy Evolution“ (FENIX) beinhaltete zwei virtuelle Kraftwerke [79]. Basis hierfür bildeten ein Verbund aus mehreren Blockheizkraftwerken in Großbritannien sowie aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen, KWK-Anlagen sowie Kleinwasserkraftwerken in Spanien. Es wurde die Möglichkeit der Teilnahme dieser virtuellen Kraftwerke an Elektrizitäts- und Regelenergiemärkten sowie der Nutzung zur Spannungshaltung demonstriert. Weiterhin wurden mittels einer theoretischen Betrachtung mögliche zusätzliche Erlöse der jeweiligen virtuellen Kraftwerke sowie die Einsparung des Erdgasverbrauchs gegenüber einem separaten Betrieb der Anlagen der verteilten Erzeugung abgeleitet. Bezüglich beider Aspekte können nur geringe Erfolge verzeichnet werden.

In dem Projekt „Birth of a European Distributed Energy Partnership“ (EU-DEEP), ebenfalls gefördert von der Europäischen Kommission, wurden unter anderem fünf Systeme der verteilten Erzeugung untersucht [80]. Davon umfassten drei virtuelle Kraftwerke: Erstens ein Verbund aus Verbrennungsmotoren, einem Windkraftanlagenpark sowie steuerbare Lasten in Großbritannien, zweitens der Zusammenschluss von mehreren Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung kleiner Leistung in Wohnhäusern mit Wärmespeichern in Deutschland sowie drittens eine Mikroturbine im Verbund mit Photovoltaikanlagen, einem Akkumulator sowie steuerbare Lasten und einer dezentralen Steuerungsarchitektur durch Agenten in Griechenland. Ziel der jeweils einjährigen Praxistests waren die Demonstration der technischen Umsetzbarkeit der virtuellen Kraftwerke, deren Einsatz im Hinblick auf verschiedene Verwendungsmöglichkeiten sowie die Bereitstellung von Daten für weitergehende Simulationen im Projekt. Betrachtet wurden hierbei insbesondere die Teilnahme an Elektrizitäts- und Regelenergiemärkten, der Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen aufgrund von Prognosefehlern sowie die Reduktion des Spitzenlastbezugs.

2.2 Energierechtliche Rahmenbedingungen

Den gesetzlichen Rahmen für die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas bildet das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirt-

²¹ Das berücksichtigte Pumpspeicherkraftwerk ist jedoch an die Hochspannungsebene mit 110 kV angeschlossen und ist daher nach der Definition der verteilten Erzeugung in Abschnitt 2.1.1 nicht mehr uneingeschränkt in die verteilte Elektrizitätserzeugung einzuordnen.

²² Hierbei ist angedacht, die Elektrofahrzeuge zukünftig ebenfalls als Elektrizitätsspeicher, d.h. zur Rückspeisung von Elektrizität, zu nutzen.

schaftsgesetz - EnWG)²³ [81]. Daraus ergibt sich ein Anschlussanspruch für verteilte Elektrizitätserzeugungsanlagen an elektrische Netze zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen, die „angemessen, diskriminierungsfrei und transparent“ sind. Die Netzbetreiber werden verpflichtet, technische Mindestanforderungen zum Anschluss an die Elektrizitätsnetze zu definieren und zu veröffentlichen. Darüber hinaus sind allgemein anerkannte technische Regeln beim Anschluss und Betrieb zu beachten, siehe Abschnitte 2.4.4 und 2.4.5.

Da Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung größtenteils Nutzungssysteme erneuerbarer Energien sind und/oder als Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung ausgeführt sind, haben weiterhin das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG, [1]) sowie das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG, [2]) wesentliche Bedeutung. Das KWKG zielt auf eine Erhöhung des Anteils der Kraft-Wärme-Kopplung an der Elektrizitätserzeugung, mit dem EEG wird ein entsprechendes Ziel für Nutzungssysteme erneuerbarer Energien verfolgt. In beiden Gesetzen wird der im EnWG formulierte Anspruch auf Netzanschluss von Elektrizitätserzeugungsanlagen wiederholt. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, das Netz hierfür zu optimieren und auszubauen, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist²⁴. Die Kosten für den Netzanschluss der Elektrizitätserzeugungsanlage bis zu einem Netzanschlusspunkt trägt der Anlagenbetreiber. Für anfallende Kosten der über den Netzanschlusspunkt hinausgehenden Optimierungs- und Ausbaumaßnahmen muss der Netzbetreiber aufkommen²⁵. Das KWKG und EEG verpflichten die Netzbetreiber weiterhin, die Elektrizitätserzeugung von geförderten Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung²⁶ und auf Basis erneuerbarer Energien sowie von Grubengas vorrangig abzunehmen. Dieser Verpflichtung muss der Netzbetreiber ausnahmsweise nicht entsprechen, wenn die weitere Abnahme zu einer Überlastung in bestimmten Netzregionen führen würde. Während solchen Zeitperioden kann der Netzbetreiber ab dem Jahr 2011 die Einspeisung von Erzeugungsanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW_{el} ferngesteuert regeln und damit reduzieren^{27,28}. Hierbei muss die größtmögliche Elektrizitätserzeugung von Anlagen der Kraft-

²³ Für eine detaillierte Diskussion der energierechtlichen Rahmenbedingungen am Beispiel von virtuellen Kraftwerken auf Basis von Brennstoffzellen sei auf [82] verwiesen.

²⁴ Den zukünftigen Bedarf des Ausbaus der Verteilungsnetze bis zum Jahr 2020 aufgrund der Einspeisung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen leitet [83] ab. Hierbei werden die Möglichkeiten eines sogenannten „intelligenten Stromnetzes“, siehe Abschnitt 2.1.3, nicht berücksichtigt.

²⁵ Diese Regelung entspricht dem Prinzip des „shallow connection charging“, siehe [84].

²⁶ Zur Ermittlung des abgenommenen KWK-Stromes wird das rechnerische Produkt aus Nutzwärme und Stromkennzahl der KWK-Anlage gebildet. Bei Anlagen, die über keine Möglichkeit zur sonstigen Abwärmeabfuhr verfügen und damit die Elektrizitäts- und Nutzwärmeerzeugung gekoppelt mit einem Freiheitsgrad erfolgt, entspricht der KWK-Strom der gesamten Nettoelektrizitätserzeugung.

²⁷ Die Einspeisung darf mit dieser als „Einspeisemanagement“ bezeichneten Maßnahme nur während einer Übergangszeit reduziert werden, bis das betroffene Elektrizitätsnetz zur Gewährleistung einer vollständigen Abnahme optimiert und ausgebaut wurde.

Wärme-Kopplung und auf Basis erneuerbarer Energien sowie von Grubengas gewährleistet sowie die Einspeisesituation in der betroffenen Netzregion bekannt sein. Diejenigen Anlagenbetreiber, die von dieser als Einspeisemanagement bezeichneten Reduktion der Elektrizitätseinspeisung betroffen sind, werden in einem vereinbarten Umfang oder entsprechend den entgangenen Vergütungszahlungen entschädigt.

Die nach dem KWKG abgenommene Elektrizitätseinspeisung steht dem Netzbetreiber zur Verfügung. Die festgeschriebene Gesamtvergütung besteht aus mehreren Teilen und setzt sich alternativ wie folgt zusammen:

- Zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber vereinbarter Abnahmepreis plus KWK-Zuschlag
- Üblicher Preis²⁹ plus durch Einspeisung der geförderten Anlage vermiedene Netznutzungsentgelte (siehe unten) plus KWK-Zuschlag
- Mit einem Dritten vereinbarter Abnahmepreis

Die Höhe und Dauer der Zahlung des KWK-Zuschlags, auf die im Rahmen dieser Arbeit nicht näher eingegangen wird, richten sich nach der Technologie, der installierten Nennleistung, den Vollbenutzungsstundenzahlen sowie dem Zeitraum der Inbetriebnahme der Anlage.

Durch das EEG werden Vergütungssätze für die Elektrizitätseinspeisung auf Basis der Nutzung von Wasserkraft³⁰, Deponiegas, Klärgas, Grubengas aus Bergwerken, Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung [85], Geothermie, Windenergie sowie von solarer Strahlungsenergie definiert. Die Höhe der Vergütungssätze ist im Wesentlichen abhängig von der Art des Primärenergieträgers, der elektrischen Leistung und dem Jahr der Inbetriebnahme der Anlage. Mit fortschreitendem Kalenderjahr verringern sich die Vergütungssätze um einen jeweils festgelegten Prozentsatz und gelten anschließend für die gesamte Vergütungsdauer von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres³¹. Darüber hinaus werden für einzelne Primärenergieträger unter anderem in Abhängigkeit der Erzeugungstechnologie und des Anlagenstandortes Abweichungen vom Grundvergütungssatz festgelegt oder es wird keine Förderung gewährt. Ferner ist auch der zeitlich befristete Bonus für Windkraftanlagen zu nennen,

²⁸ Die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes des Jahres 2012 beinhaltet weiterhin, dass ebenfalls Photovoltaikanlagen kleinerer Leistung eine ferngesteuerte Regelung der momentanen Einspeisung erlauben müssen. Für Anlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 30 kW kann alternativ die eingespeiste Wirkleistung pauschal auf 70 % der installierten Leistung begrenzt werden. Für Biogasanlagen gelten weitere Ausnahmeregelungen.

²⁹ Bei Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit einer elektrischen Leistung von bis zu 2 MW_{el} gilt als üblicher Preis der durchschnittliche Preis für Baseload-Kontrakte an der EEX des jeweils vorangegangenen Quartals.

³⁰ Nach der EEG-Novelle des Jahres 2012 besteht ein Anspruch auf Vergütungszahlungen auch für Speicherwasserkraftwerke, wenn diese an einem bestehenden Speicher oder Speicherkraftwerk angeschlossen sind [1].

³¹ Die Änderung des Vergütungssatzes für Erzeugungsanlagen auf Basis der solaren Strahlungsenergie ist von der zusätzlichen installierten Leistung während eines festgelegten Zeitraums abhängig. Ab dem Jahr 2012 ist auch eine unterjährige Anpassung der Degression vorgesehen. Mit zunehmender zusätzlicher installierter Leistung nimmt hierbei die Senkung des Vergütungssatzes zu. Damit wird auf den drastischen Anstieg der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen insbesondere während des Jahres 2010 reagiert.

die Systemdienstleistungen bereitstellen können und ein definiertes Inbetriebnahmejahr aufweisen, siehe Abschnitt 2.4.4 und [86]-[88]. Auf eine weitere detaillierte Darstellung der einzelnen Regelungen sowie der entsprechenden Höhe der Vergütungssätze wird hier verzichtet. Die nach dem EEG aufgenommene Elektrizitätserzeugung wird an den Übertragungsnetzbetreiber der betreffenden Regelzone weiter geleitet und durch ihn vergütet³².

Alternativ zur Inanspruchnahme der Einspeisevergütung kann die Elektrizitätserzeugung von durch das EEG geförderten Anlagen kalendermonatlich gänzlich oder zu einem festen Anteil an Dritte direkt vermarktet werden³³. Da die durch das EEG festgeschriebenen Vergütungssätze für Betreiber von Nutzungssystemen erneuerbarer Energien aber einen garantierten und zumeist höheren Erlös darstellen, wurde die Alternative der Direktvermarktung in der Vergangenheit nur selten gewählt. Ferner erfordert die Direktvermarktung eine verlässliche Planbarkeit der Elektrizitätserzeugung, die auf der Basis von Windenergie und solarer Strahlungsenergie nicht uneingeschränkt gegeben ist, bzw. den Ausgleich von Prognosefehlern. Im Jahre 2010 betrug die maximale monatlich direkt vermarktete Leistung für Wasserkraft 136 MW_{el}, für Gase 247 MW_{el}, für Biomasse 15 MW_{el}, für Geothermie 0 MW_{el}, für Windenergie 121 MW_{el} und für solare Strahlungsenergie rund 0,2 MW_{el} [91]. Somit war der Anteil der Direktvermarktung insbesondere der Windenergie, der solaren Strahlungsenergie und der Biomasse äußerst gering.

Zur Bestimmung der variablen Erzeugungskosten von verteilten Elektrizitätserzeugungsanlagen ist neben den Kosten für den jeweiligen Energieträger dessen Besteuerung nach dem Energiesteuergesetz (EnergieStG) [92] als Nachfolger der Mineralölsteuer zu beachten. Das Energiesteuergesetz besteuert Energieerzeugnisse wie unter anderem Kohlen, Erdgas und Mineralöle. Hierbei gilt eine Steuerbegünstigung für Öle, Flüssig- und Erdgas bei deren Verwendung in ortsfesten Anlagen zur ausschließlichen Elektrizitätserzeugung oder zur ausschließlichen gekoppelten Erzeugung von Wärme und Elektrizität mit einem Jahresnutzungsgrad von mehr als 60 %. Eine Übersicht über die geltenden Steuertarife bei Verwendung in begünstigten Anlagen gibt Tab. 2-7. Die Verwendung von Kohlen zur Stromerzeugung ist steuerfrei. Weiterhin wird eine Steuerentlastung auf Antrag für die Verfeuerung von Petrolkoks sowie begünstigte Energieerzeugnisse³⁴ in Elektrizitätserzeugungsanlagen mit einer Leistung von mehr als 2 MW_{el} oder in Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, die einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mehr als 70 % aufweisen, gewährt.

³² Die Übertragungsnetzbetreiber sind ferner verpflichtet, die aufgenommene und vergütete Elektrizitätseinspeisung auf Basis erneuerbarer Energien am vor- und untertägigen Elektrizitätsmarkt zu vermarkten [89], [90].

³³ Mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2012 sind mehrere Varianten der Direktvermarktung, insbesondere durch Einführung einer sogenannten Marktprämie, vorgesehen [1]. Für Biogasanlagen mit einer Leistung ab 750 kW ist die Direktvermarktung nach dem Modell der Marktprämie ab 2014 vorgeschrieben.

³⁴ Die Steuererstattung bzw. -vergütung beträgt für Gasöle mit einem Schwefelgehalt von mehr als 50 mg/kg nur 61,35 €/1000 l.

Tab. 2-7: Steuertarif bei Verwendung von Energieträgern in begünstigten Anlagen [92]

Energieträger	Gasöle^a	Heizöle	Schmieröle / andere Öle	Erdgas^b	Flüssiggas
Menge / Energie	1000 l	1000 kg	1000 l	1 MWh _{th}	1000 kg
Steuersatz	61,35 €	25,00 €	61,35 €	5,50 €	60,60 €

^a Bei einem Schwefelgehalt von mehr als 50 mg/kg sind 76,35 €/1000 l zu entrichten.

^b einschließlich gasförmiger Kohlenwasserstoffe

Netzbetreiber erheben für die Einrichtung des Netzzugangs und die Netznutzung sogenannte Netznutzungsentgelte. Die anzuwendenden Methoden zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte werden durch die Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung) geregelt [93]. Netznutzungsentgelte sind nur für die Entnahme von Elektrizität zu entrichten, für die Elektrizitätseinspeisung wird kein Entgelt erhoben. Die Höhe des Netznutzungsentgeltes ist, vergleichbar zu einer Briefmarke, unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen Elektrizitätseinspeisung und -entnahme. Wesentliche Einflussgrößen stellen dagegen die Netzebene des Anschlusspunktes der Entnahme, die Anordnung und Ausführung der Messvorrichtungen und die jährliche Benutzungszahl dar. Bei Entnahmestellen mit Lastgangzählung besteht das Netzentgelt aus einem Jahresleistungsentgelt und einem Arbeitspreisentgelt. Das Jahresleistungsentgelt bestimmt sich aus dem Produkt der maximalen entnommenen Leistung in einem Jahr und dem Jahresleistungspreis³⁵, das Arbeitspreisentgelt aus dem Produkt der jeweils entnommenen elektrischen Arbeit und dem Arbeitspreis. Bei Entnahmestellen ohne Lastgangzählung gilt nur ein Arbeitspreis. Für den Bezug von kapazitiver oder induktiver Blindarbeit erheben verschiedene Netzbetreiber in Abhängigkeit des Leistungsfaktors ein weiteres Arbeitspreisentgelt. Zusätzlich können Netzbetreiber nach dem KWKG die geleisteten KWK-Zuschlagszahlungen, siehe oben, bei der Erhebung der Netznutzungsentgelte berücksichtigen. Der Aufschlag in Form eines Arbeitspreises richtet sich im Wesentlichen nach dem jährlichen Verbrauch. Schließlich wird noch ein jährliches Entgelt für Abrechnung, Konzessionsabgabe und gegebenenfalls für den Betrieb von Messstellen erhoben.

Betreiber von Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung, deren Elektrizitätseinspeisung entweder a) nicht nach dem KWKG bei gleichzeitiger Vereinbarung eines Abnahmepreises mit dem jeweiligen Netzbetreiber oder b) nicht nach dem EEG vergütet wird, bekommen nach der Stromnetzentgeltverordnung vom jeweiligen Verteilungsnetzbetreiber ein Entgelt für vermiedene Netznutzungsentgelte zugesprochen. So wird aufgrund der Elektrizitätseinspeisung durch Anlagen der verteilten Erzeugung weniger Elektrizität aus dem vorge-

³⁵ Für Entnahmestellen mit einem zeitlich begrenzten hohen Leistungsbezug wird ein entsprechender Monatsleistungspreis erhoben; bei einer atypischen Netznutzung und für Bandkunden werden individuelle Netznutzungsentgelte definiert.

lagerten Netz bezogen, siehe auch Abschnitt 2.4.5.1. Damit verringert sich ebenfalls die Summe der zu zahlenden Netznutzungsentgelten an den Netzbetreiber der vorgelagerten Netzebene. Die Summe der insgesamt von den Verbrauchern an den Betreiber des jeweiligen Verteilungsnetzes zu zahlenden Netznutzungsentgelte bleibt jedoch unverändert. Die somit für den Netzbetreiber des jeweiligen Verteilungsnetzes entstehenden zusätzlichen Einnahmen werden mit der Auszahlung des vermiedenen Netznutzungsentgeltes an die Betreiber der verteilten Elektrizitätserzeugungsanlagen weiter gegeben. Für die Höhe des vermiedenen Netznutzungsentgeltes sind die tatsächliche Vermeidungsarbeit und -leistung sowie die Netznutzungsentgelte der vorgelagerten Netz- und Umspannebene maßgeblich. Erfolgt hierbei keine Lastgangmessung der Einspeisung von verteilten Elektrizitätserzeugungsanlagen, ist nur die vermiedene Arbeit zu berücksichtigen. Bei der Auszahlung der in einem Verteilungsnetz vermiedenen Netznutzungsentgelte an mehrere Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung ist die sachgerechte Aufteilung der vermiedenen Netznutzungskosten zu beachten.

2.3 Elektrizitätshandel

Im liberalisierten Elektrizitätsmarkt Deutschlands besteht die Möglichkeit des Handels von Elektrizitätsprodukten an unterschiedlichen Märkten. Die vorzufindenden Handelsformen können nach den beiden Kategorien börslicher Handel und OTC-Handel³⁶ gruppiert werden, siehe Abb. 2-3. Weiterhin werden die Handelsgeschäfte in Abhängigkeit ihrer zeitlichen Erfüllung unterschieden, siehe zum Beispiel [94]-[96]. An Spotmärkten erfolgt die Erfüllung der abgeschlossenen Transaktionen in naher Zukunft, im Fall von vortäglichen Spotmärkten der Elektrizität spätestens am Folgetag³⁷. Beim Handel von sogenannten Terminkontrakten wie Forwards, Futures, Optionen und Swaps liegen dagegen Vertragsabschluss und -erfüllung zeitlich weit auseinander. Ferner erfolgt zum Beispiel bei Futures die Erfüllung des Handels in der Regel finanziell. Da der Terminhandel in dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt wird, fokussiert die nachstehende Betrachtung Handelsgeschäfte mit zeitlich naher Zukunft.

Der Handel an Elektrizitätsbörsen erfolgt auf der Basis von standardisierten Produkten in einem institutionalisierten und organisierten Rahmen. Gegenüber dem OTC-Handel zeichnet sich der Handel an Elektrizitätsbörsen durch Preistransparenz, hohe Anonymität, geringes Kontrahentenrisiko und eine vergleichsweise hohe Marktliquidität aus [94]. Darüber hinaus haben die an Elektrizitätsbörsen, wie zum Beispiel am vortäglichen Spotmarkt, erzielten Preise eine hohe Signalwirkung auf den übrigen Elektrizitätshandel und dienen oftmals als Vergleichsgrundlage für den OTC-Handel, siehe unten.

³⁶ OTC: „Over the counter“, bilateraler Handel zwischen einzelnen Handelspartnern.

³⁷ Im internationalen Sprachgebrauch ist hier von so genannten Day-ahead-Märkten die Rede.

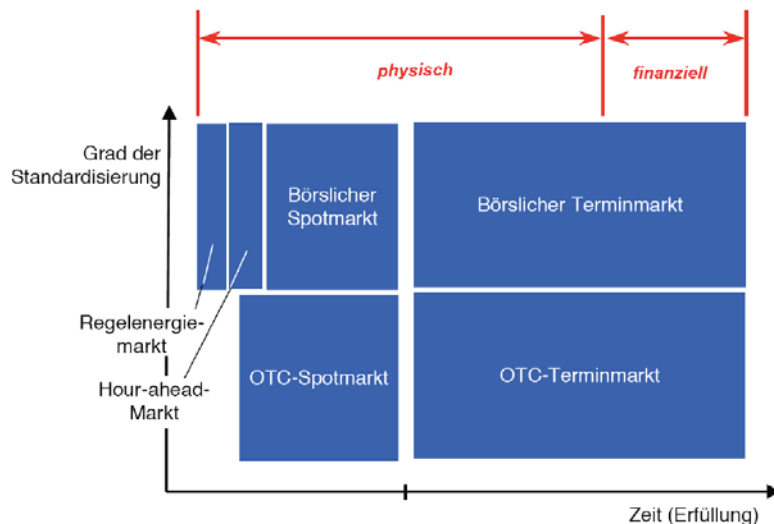


Abb. 2-3: Handelsformen der Elektrizitätsmärkte [94]

Aufgrund der zeitlich nahen Erfüllung kann der vortägliche Spotmarkt für eine kurzfristige Optimierung von Beschaffung und Verkauf von Elektrizität genutzt werden. In Deutschland ist der von der EPEX Spot³⁸, ein gemeinsame Börse der deutschen European Energy Exchange (EEX) und der französischen Powernext, geführte vortägliche Spotmarkt eine Elektrizitätsbörse von großer Bedeutung. So betrug dessen Handelsvolumen im Jahr 2008 rund 146 TWh, im Jahr 2009 rund 136 TWh und im Jahr 2010 rund 205 TWh³⁹ [98].

Die Preisfeststellung am vortäglichen Spotmarkt erfolgt nach dem zweiseitigen Auktionsprinzip, bei dem die Marktteilnehmer gleichzeitig Kauf- und Verkaufsangebote abgeben können und der Preis durch einen neutralen Marktbetreiber bestimmt wird [99]. Für die Handelsauktion, die sogenannte Call-Auktion, zum festgelegten Zeitpunkt um 12 Uhr jeden Tages werden die Gebote für den Folgetag anonym in einem geschlossenen Auftragsbuch gesammelt. Die eingegangenen Gebote können hierbei durch die anderen Marktteilnehmer nicht eingesehen werden. Zur anschließenden Preisermittlung werden die Gebote für jede Stunde zusammengeführt und der Gleichgewichtspreis ermittelt. Dazu werden aus den eingegangenen Verkaufs- und Kaufgeboten für jede Stunde Angebots- und Nachfragekurven erstellt. Der einheitliche und stündliche Gleichgewichtspreis stellt sich im jeweiligen Schnittpunkt dieser beiden Kurven ein, siehe Abb. 2-4. Am vortäglichen Spotmarkt werden mehrere vergleichbare Produkte gehandelt. Für das deutsche und österreichische Marktgebiet sind dies Elektrizitätsmengen zu unterschiedlichen Zeitpunkten als Stundenkontrakte und für unterschiedliche Zeiträume als Blockkontrakte [97]. Stundenkontrakte können für jede Stunde des Tages ange-

³⁸ Neben den vier Regelzonen Deutschlands umfasst das Marktgebiet der EPEX Spot weiterhin die Regelzone des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid, die französische Regelzone von Réseau de Transport d'Électricité und die schweizerische Regelzone von swissgrid [97].

³⁹ Der deutliche Anstieg des Handelsvolumens im Jahr 2010 gegenüber den Jahren 2008 und 2009 erfolgte zeitgleich mit der Einführung der Vermarktung der Elektrizitätseinspeisung auf Basis erneuerbarer Energien durch die Übertragungsnetzbetreiber am vortäglichen Spotmarkt, siehe Abschnitt 2.2 und [89], [90].

boten werden, wobei die kleinste Einheit 0,1 MWh beträgt. Blockkontrakte umfassen Lieferungen über mehrere zusammenhängende Stunden, die mit standardisierten Blockgeboten gehandelt werden. Die kleinste Leistungseinheit der Blockkontrakte beträgt ebenfalls 0,1 MW.

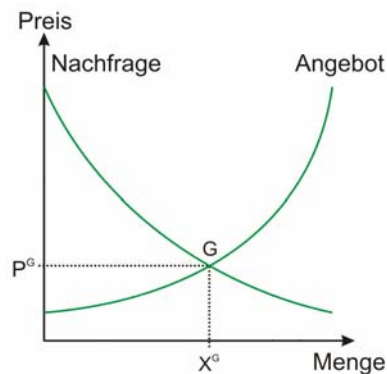


Abb. 2-4: Bildung des Gleichgewichtspreises im Schnittpunkt von Angebots- und (preisflexibler) Nachfragekurve, nach [94]

Neben dem Elektrizitätshandel mit physischer Erfüllung am nachfolgenden Tag ist weiterhin ein untertägiger Handel mit nahezu direkt anschließender physischer Erfüllung möglich⁴⁰. Der in Deutschland an der EPEX Spot durchgeführte untertägige Börsenhandel findet jeweils kontinuierlich von 15 Uhr des vorhergehenden Tages bis zu 45 Minuten vor dem Zeitpunkt der tatsächlichen Lieferung statt [97]. Beim kontinuierlichen Handel werden die eingestellten Auktionen fortlaufend vom Marktbetreiber auf Ausführbarkeit überprüft und nach Möglichkeit sofort glattgestellt. Damit variiert der Preis ständig bis zum Ende der Auktion. Das Volumen und damit die Liquidität des untertägigen Elektrizitätshandels sind in Deutschland gegenüber dem Handel am vortäglichen Spotmarkt und dem OTC-Handel vergleichsweise gering. Im Jahr 2008 summierte sich das untertägige Handelsvolumen auf nur rund 2 TWh, im Jahr 2009 auf rund 6 TWh und im Jahr 2010 auf rund 10 TWh [100]. In den Jahren 2008 und 2009 fand hierbei für einzelne Stunden kein untertägiger Handel statt. Wie am vortäglichen Spotmarkt beträgt die minimale Kontraktgröße 0,1 MWh und es sind Stunden- und Blockkontrakte handelbar.

Der bilaterale OTC-Handel nimmt neben dem börslichen Elektrizitätshandel eine wesentliche Rolle ein⁴¹. Die dort gehandelten Produkte weisen eine große Vielfalt bezüglich der gehandelten Menge, der Laufzeit sowie der vereinbarten Preise auf. Mögliche Produkte des OTC-Handels sind zum Beispiel langfristige Stromlieferverträge in Form von Band- oder Fahrplanlieferungen. Dem Vorteil der Flexibilität stehen jedoch eine geringe Preistransparenz sowie ein erhöhtes Kontrahentenrisiko entgegen [94].

⁴⁰ Im internationalen Sprachgebrauch ist hier von so genannten Intraday-Märkten die Rede.

⁴¹ In der Tat ist der Anteil des OTC-Handels in Deutschland an der jährlichen Elektrizitätsnachfrage höher als der des börslichen Spotmarkthandels.

Die bislang diskutierten Märkte dienen dem Elektrizitätshandel mit dem Ziel der Deckung der Elektrizitätsnachfrage. Darüber hinaus muss die Erhaltung der Versorgungsqualität durch die jeweils verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilungsnetzbetreiber (VNB) gewährleistet werden. Eine wesentliche Rolle nehmen hierfür Systemdienstleistungen ein, die neben der Elektrizitätsübertragung und -verteilung von den Netzbetreibern erbracht werden. Die Systemdienstleistungen beinhalten die Frequenz- und Spannungshaltung, der Versorgungswiederaufbau nach einem Ausfall und die Systembetriebsführung [8], [101].

Die Frequenzhaltung zum Ausgleich von Frequenzabweichungen obliegt alleine den ÜNB der jeweiligen Regelzonen. Frequenzabweichungen treten aufgrund von Schwankungen und Prognosefehler der Last sowie der Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien und durch unvorhergesehene Nichtverfügbarkeiten von Elektrizitätserzeugungsanlagen auf. Sogenannte Vorleistungen zur Frequenzhaltung, wie die Vorhaltung von Regelleistungsreserve durch Elektrizitätserzeugungsanlagen und steuerbaren Lasten sowie der Abruf von Regelleistung, können im Gegensatz zur Spannungshaltung von räumlich voneinander entfernten Teilnehmern eines Elektrizitätssystems erbracht werden, siehe unten. Damit können diese auf der Basis eines Marktes beschafft werden [99]. Der deutsche Regelleistungsmarkt besteht aus einer gemeinsamen Beschaffungsplattform der vier deutschen ÜNB, auf der entsprechend des neuen Energiewirtschaftsgesetzes und der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV, [102]) Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung ausgeschrieben werden [81], [103]. Für eine detaillierte Diskussion der verschiedenen Reservequalitäten Primärreserve, Sekundärreserve und Tertiär- bzw. Minutenreserve, deren Abrufvorgänge und -zeiten, sowie der Eignung verschiedener Kraftwerkstechnologien zur Vorhaltung und Abruf dieser Reservekategorien wird auf zum Beispiel [99], [101] und [104] verwiesen. Vor der Teilnahme am Regelleistungsmarkt muss im Rahmen einer Präqualifikation die Einhaltung von definierten Anforderungen der Regelleistungsvorhaltung und -abruf durch die Marktteilnehmer nachgewiesen werden. Diese umfassen in Abhängigkeit der Reservequalität vor allem maximale Zeitdauern, die bis zur vollständigen Erbringung der Regelleistung verstreichen dürfen, minimale Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, mindestens zusammenhängende Zeitdauern der Regelleistungserbringung sowie erforderliche Mindestangebotsgrößen [101]. In Tab. 2-8 sind die derzeit geforderten Mindestgrößen der Angebote sowie deren Zeitscheiben zusammengefasst. Zusätzlich zur Präqualifikation werden zwischen den ÜNB und den Anbietern von Regelleistung Verträge zur Festlegung technischer, administrativer, operativer und kommerzieller Rahmenbedingungen abgeschlossen.

Tab. 2-8: Derzeitige Mindestangebotsgrößen und Zeitscheiben an den Regelenergiemärkten [101], [105], [106]

Reservequalität	Mindestangebotsgröße	Zeitscheiben
Primärreserve ^{a,b}	± 1 MW	-
Sekundärreserve ^{a,b}	± 5 MW	8 - 20 Uhr / 20 - 8 Uhr
Minutenreserve ^a	± 15 MW	6 Zeitabschnitte zu 4 Stunden

^a Poolbildung zur Erreichung der Mindestangebotsgröße ist möglich.

^b Mindestangebotsgröße gilt ab dem 27. Juni 2011.

Für Primär- und Sekundärreserve erfolgt ab dem 27. Juni 2011 eine wöchentliche Ausschreibung. Minutenreserve wird arbeitstäglich für den folgenden Arbeitstag ausgeschrieben⁴². Die Gebotsabgabe für Minutenreserve ist hierbei bis 10 Uhr befristet, spätestens nach einer Stunde erfolgt die Zuschlagserteilung⁴³ [105]. Die Angebotserstellung schließt für Sekundär- und Minutenreserve Leistungs- und Arbeitspreise, für Primärreserve nur Leistungspreise ein. Der Leistungspreis stellt hierbei ein Entgelt für die Vorhaltung der Reserveleistung dar. Mit dem Arbeitspreis wird ein tatsächlich stattgefundenen Abruf der vorgehaltenen Regelleistung vergütet. Die Zuschlagserteilung für die eingegangenen Angebote zur Regelleistungsvorhaltung sowie für einen gegebenenfalls erforderlichen Abruf erfolgt durch die ÜNB kostenminimal unter Berücksichtigung der Angebotspreise.

Die den ÜNB entstandenen Kosten der Reserveenergiebeschaffung werden auf zwei Wegen weiter gewälzt [103]: Die Kosten durch Regelleistungsvorhaltung werden als Bestandteil der Netznutzungsentgelte letztlich von den Elektrizitätsverbrauchern getragen. Die durch den Abruf von Sekundär- und Minutenreserve entstandenen Kosten werden mittels Preisen für Ausgleichsenergie an die Bilanzkreisverantwortlichen entsprechend ihrem Saldo, also in Abhängigkeit einer Über- oder Unterdeckung, anteilig weiter gegeben. Die Höhe des Ausgleichsenergiepreises berechnet sich hierbei aus dem Verhältnis der Abrufkosten und der insgesamt abgerufenen Regelenergie und ist symmetrisch, d. h. es wird nicht zwischen positiven und negativen Bilanzkreisabweichungen unterschieden. Da die Menge der abgerufenen Regelenergie erst ex-post bekannt ist, kann die Höhe des Ausgleichsenergiepreises ebenfalls erst im Nachhinein bestimmt werden. Der Bezug von Regelenergie durch unterdeckte Regelzonen führt zu einem positiven Ausgleichsenergiepreis, während sich negative Ausgleichsenergiepreise bei Abgabe von Regelenergie von überdeckten Regelzonen ergeben. Die Abgabe von Ausgleichsenergie durch Bilanzkreise an den Regelzonenbetreiber wird nur dann vergütet,

⁴² Für Wochenend- und Feiertage und daran anschließende Werkstage erfolgt die Ausschreibung am jeweils davor liegenden Werktag.

⁴³ Damit ist es möglich, bei einem nicht erhaltenen Zuschlag am Regelenergiemarkt im Anschluss mit der gleichen Erzeugungskapazität am Spotmarkt für Elektrizität Gebote einzustellen.

wenn keine Anhaltspunkte für eine missbräuchliche Überspeisung und damit einer systematischen Ausnutzung der Regelzonenabweichung vorliegen. Missbräuchliche Überspeisungen liegen zum Beispiel dann vor, wenn sie nicht durch Prognosefehler der Last bzw. der Einspeisung von durch das EEG geförderten Elektrizitätserzeugungsanlagen begründet sind [107].

Die Spannungshaltung kann durch die gezielte Blindleistungsabgabe bzw. -entnahme von Elektrizitätserzeugungsanlagen wesentlich unterstützt werden, siehe Abschnitt 2.4.5. Im Gegensatz zur Systemdienstleistung Frequenzhaltung ist die Erbringung der Spannungshaltung auf der Basis eines gezielten Blindleistungsmanagements durch Elektrizitätserzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen ortsgebunden und bedingt daher eine bestimmte Lage dieser Anlagen im elektrischen Netz. In der Regel sind an den jeweiligen Stellen im Netz nicht genügend Anbieter vorhanden, um einen Markt für die Blindleistungsvorhaltung etablieren zu können. Die durch die Blindleistungsvorhaltung entstehenden Kosten für Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber werden durch die Netznutzungsentgelte an die Elektrizitätsverbraucher weiter gegeben.

2.4 Netzbetrieb und Elektrizitätserzeugung im Verteilungsnetz

Mit der Nutzung von hohen Anteilen der verteilten Elektrizitätserzeugung an der Nachfrage in Verteilungsnetzen nimmt die Relevanz von netzbetrieblichen Aspekten zu. Für eine Darstellung der zu berücksichtigenden Punkte diskutiert dieser Abschnitt zunächst übliche Strukturen von Verteilungsnetzen, siehe Abschnitt 2.4.1, sowie die mathematische Beschreibung des elektrischen Lastflusses, siehe Abschnitt 2.4.2. Anschließend geht Abschnitt 2.4.3 auf Technologien zur Anbindung von Elektrizitäts- und Speichieranlagen an das Verteilungsnetz ein. Die bei der Einbindung von Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung zu beachtenden elektrotechnischen Voraussetzungen zum Anschluss an das Verteilungsnetz sowie Auswirkungen auf den Netzbetrieb werden in den Abschnitten 2.4.4 und 2.4.5 beschrieben. Die hierbei angegebenen Regelungen und Grenzwerte beschränken sich dabei auf Deutschland, eine internationale Übersicht ist in [108] zu finden.

2.4.1 Strukturen der Verteilungsnetze

Verteilungsnetze umfassen insbesondere die Mittel- und Niederspannungsebene. Die verschiedenen Stromkreise der Hochspannungsebene nehmen dagegen in Abhängigkeit des jeweiligen zu versorgenden Gebietes eine Übertragungsfunktion war, siehe Abschnitt 2.1.1 [3]. Die Hochspannungsebene wird in Deutschland in der Regel mit 110 kV betrieben und hatte Ende 2005 eine Länge von 74.400 km [109]. Die Netze der Mittelspannungsebene, die mit Transformatoren mit einer Leistung von 20 bis 50 MVA an die Hochspannungsebene angebunden sind, wiesen in Deutschland 2008 eine Gesamtlänge von 507.210 km auf [4], [110]. In Mittelspannungsnetzen werden zunehmend Kabel eingesetzt, so ist von 1998 bis 2008 ein

Anstieg des Kabelanteils von 64 auf 74 % der gesamten Stromkreislängen zu verzeichnen⁴⁴ [110]. Die Nennspannung der Mittelspannungsnetze richtet sich nach der Anschlussdichte des jeweiligen Versorgungsgebietes [4], siehe unten. In ländlichen Gebieten mit geringeren Anschlussdichten erfolgt die Übertragung überwiegend bei einer Nennspannung von 20 kV und es werden sowohl Freileitungen als auch Kabel zur Elektrizitätsverteilung verwendet. Gebiete mit einer höheren Anschlussdichte wie zum Beispiel Stadtgebiete werden hauptsächlich mit Kabel und einer Nennspannung von 10 kV versorgt. Hierbei beträgt die Entfernung zwischen den einzelnen Netzstationen nur wenige hundert Meter. Mittelspannungsnetze werden in der Regel aus Ringleitungen oder verzweigten Ringen gebildet, die in der Regel als Strahlennetze betrieben werden. Dazu sind in den Ringleitungen Trennstellen vorgesehen, die im normalen Betrieb geöffnet sind⁴⁵ [4], [111]. Ein Vorteil des Betriebs von Verteilungsnetzen als Strahlennetze stellt die Vermeidung einer aufwendigen Schutztechnik bei nicht vorhandener verteilter Erzeugung dar. Dagegen wird die Spannungshaltung innerhalb der einzelnen Strahlen erschwert. Mit der Auftrennung der Ringnetze in einzelne Strahlen wird weiterhin das sogenannte (n-1)-Prinzip nicht beachtet. Bei einem Einfachfehler kann allerdings aufgrund der ringförmigen Netztopologie und bei weiteren Schaltmöglichkeiten zwischen den einzelnen Netzstationen die fehlerhafte Leitung ausgeschaltet und durch Schließen der Trennstelle eine weitere Versorgung der Verbraucher gewährleistet werden.

Ein beispielhafter Aufbau eines Mittelspannungsnetzes zeigt Abb. 2-5. Ein Mittelspannungsnetz wird in der Regel nur durch einen Transformator versorgt und eine Ringleitung weist gewöhnlich fünf bis zehn Netzstationen auf.

Verteilungsnetze der Niederspannungsebene sind wiederum durch weitere Transformatoren an die Mittelspannungsebene angeschlossen. 2008 betrug die Gesamtlänge der Niederspannungsnetze in Deutschland 1.164.012 km, damit hat die Niederspannungsebene den höchsten Anteil an der Gesamtlänge des deutschen Elektrizitätsnetzes [110]. Der Kabelanteil hat bei den Niederspannungsnetzen in dem Zeitraum von 1998 bis 2008 von 80 auf 88 % zugenommen [110]. Die Anschlussleistung der Transformatoren zur Mittelspannungsebene beträgt häufig 250, 400 oder 630 kVA [4]. Verteilungsnetze der Niederspannungsebene sind im Gegensatz zu den Netzen der anderen Spannungsebenen als Vier- und nicht als Dreileitersysteme aufgebaut. Dadurch wird der Anschluss von einphasigen Verbrauchern ermöglicht. Die übliche Nennspannung beträgt 0,4 kV, für Industrienetze mit größeren Lasten werden auch Spannungen mit bis zu 1 kV verwendet. Die Struktur der einzelnen Niederspannungsnetze ist abhängig von der Lastdichte [4]. Netze mit niedrigen Lastdichten sind als reine Strahlennetze ausgeführt. Mit steigender Lastdichte werden wie auf der Mittelspannungsebene Ringleitun-

⁴⁴ Insgesamt wird die Länge des deutschen Elektrizitätsnetzes in 2008 mit 1.783.209 km und der Kabelanteil mit 79 % angegeben [110].

⁴⁵ Die Lage der Trennstellen im Verteilungsnetz, die sogenannte Trennstellenkonfiguration, wird zur Erlangung von minimalen Übertragungsverlusten und/oder von einer gleichmäßigen Lastaufteilung auf die einzelnen Netzstrahlen optimiert [112].

gen und verzweigte Ringe mit im Normalbetrieb offenen Trennstellen genutzt. Bei hohen Lastdichten werden Niederspannungsnetze als vermaschte Netze und Maschennetze mit mehreren Transformatorstationen zur Mittelspannungsebene ausgeführt. Solche Netze weisen eine gute Spannungshaltung sowie niedrige Übertragungsverluste auf.

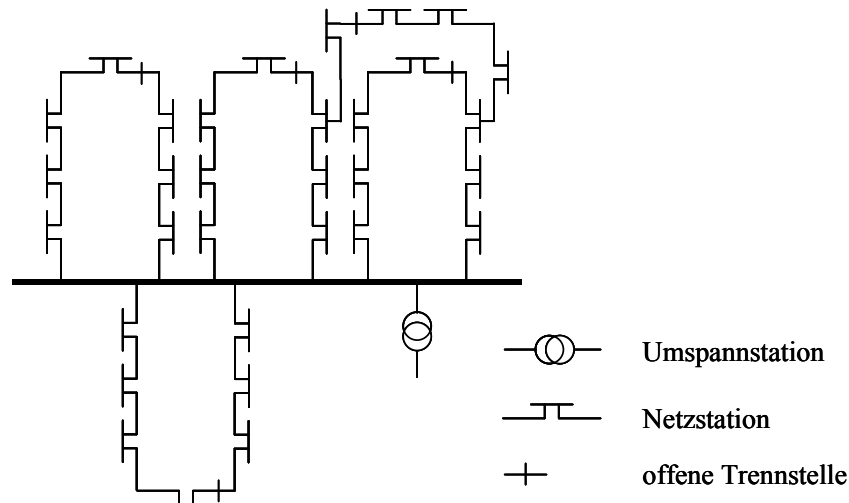


Abb. 2-5: Beispielhafter Aufbau eines Mittelspannungsnetzes aus strahlenförmig betriebenen Ringleitungen und verzweigten Ringen [4]

Aufgrund der Heterogenität der zu versorgenden Gebiete sind die Netztopologien der verschiedenen Verteilungsnetze sehr unterschiedlich. Zur weiteren Kategorisierung der Topologien der Verteilungsnetze schlägt zum Beispiel [113] die Kennwerte Anschluss- und Lastdichte vor. Die Anschlussdichte beschreibt die Anzahl der Netzknoten in Abhängigkeit der Netzlänge, mit der Lastdichte wird die Nachfragelast pro Leitungslänge charakterisiert. Mit der Anschlussdichte wird in [113] eine generelle Unterscheidung zwischen ländlichen und städtischen Verteilungsnetzen für Mittel- und Niederspannungsnetze getroffen. Die Lastdichte wird zur weiteren Differenzierung von Netzen der Niederspannungsebene herangezogen, siehe Tab. 2-9.

Tab. 2-9: Kategorisierung von Verteilungsnetzen auf Basis der Last- und Anschlussdichte [113]

Kategorie	Ländlich	Städtisch	Innenstädtisch
Anschlussdichte (MS) [1/km]	< 2		≥ 2
Anschlussdichte (NS) [1/km]	< 20		≥ 20
Lastdichte (NS) [kVA/km]	≤ 10	> 10 und ≤ 50	> 50

2.4.2 Elektrischer Lastfluss

Der betriebliche Zustand der Elektrizitätsübertragung wird durch Berechnung des elektrischen Lastflusses bestimmt. Wesentliche Punkte sind hierbei:

- Die thermische Belastung der einzelnen Netzelemente wie Leitungen und Transformatoren. Dabei muss die thermische Belastung stets kleiner als die zulässige thermische Grenzleistung der jeweiligen Netzelemente sein, die zum Beispiel bei Freileitungen durch die zulässige Seiltemperatur bei definierten Umgebungsbedingungen begrenzt ist.
- Die Ausprägung der Knotenspannungen. Die sich an den einzelnen Netzknoten jeweils einstellenden Knotenspannungen sind ein wesentliches Merkmal der Versorgungsqualität und dürfen nicht die Grenzen definierter Spannungsbänder überschreiten, siehe Abschnitt 2.4.5 und [114].

Bei der Berechnung des elektrischen Lastflusses muss beachtet werden, dass an den einzelnen Netzknoten alle zu- und abfließenden Leistungen sich zu Null addieren. Dies schließt die an den Netzknoten von Erzeugern eingespeiste und die an Verbraucher abgegebenen Leistungen ein. Die an das Netz angeschlossenen Elektrizitätserzeugungsanlagen und -verbraucher sowie auch die verschiedenen Netzelemente weisen in der Regel nicht nur ohmsche Widerstände auf, sondern zeigen aufgrund ihrer Induktivitäten und Kapazitäten jeweils ein ohmsch-induktives oder ohmsch-kapazitives Verhalten. Die zum Aufbau der magnetischen oder elektrischen Felder benötigte Blindleistung führt dabei, wenn sie nicht direkt am jeweiligen Netzknoten zum Beispiel durch Kompensationsanlagen gedeckt werden kann, zu einer zusätzlichen Belastung des Elektrizitätsnetzes, siehe zum Beispiel [4], [115], [116]. Daher ist neben dem Wirkleistungsfluss P auch der Blindleistungsfluss Q durch eine sogenannte komplexe Lastflussberechnung zu berücksichtigen. Die gesamte Leitungsbelastung wird durch den Scheinleistungsfluss S anhand der Beziehung $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ beschrieben. Der Anteil der Wirkleistung an der Scheinleistung lässt sich bei reiner Grundsinschwingung von Strom und Spannung mit dem Leistungsfaktor $\lambda = |\cos\varphi|$ beschreiben. φ stellt den Winkel der Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung dar, siehe zum Beispiel [4], [115], [116].

Bei der Lastflussberechnung und der Darstellung der Ergebnisse ist die Wahl des Vorzeichens für die jeweilige Leistungsaufnahme und -abgabe wesentlich. Mittels Zählpfeilen wird die Richtung angezeigt, in der positiv bilanziert wird. Die Anordnung der beiden Zählpfeile für Strom und Spannung zueinander wird durch die Wahl des Zählpfeilsystems definiert. Beim Erzeugerzählpfeilsystem zeigen die Zählpfeile in entgegengesetzte Richtung, während bei Verwendung des Verbraucherzählpfeilsystems beide Zählpfeile in die gleiche Richtung weisen. Bei letzterem Zählpfeilsystem, das auch im Folgenden verwendet wird, ergeben sich die folgenden Zusammenhänge:

- Ein ohmscher Widerstand nimmt positive Wirkleistung auf.
- Ein induktiver Widerstand nimmt positive Blindleistung auf.
- Ein kapazitiver Widerstand gibt negative Blindleistung ab.

Die mathematische Beschreibung des komplexen Lastflusses im stationären Zustand wird anhand eines Beispiels einer Dreiphasenleitung zwischen zwei Netzknoten erläutert⁴⁶, siehe Abb. 2-6 [115]. Zur Vereinfachung wird dabei von einer symmetrischen Belastung der einzelnen Phasen ausgegangen, dies ermöglicht die einphasige Darstellung mit nur einem Leiter. Weiterhin ist die Leitung als ausreichend kurz angenommen, so dass ferner die Leitungskapazität hier nicht beschrieben wird⁴⁷.

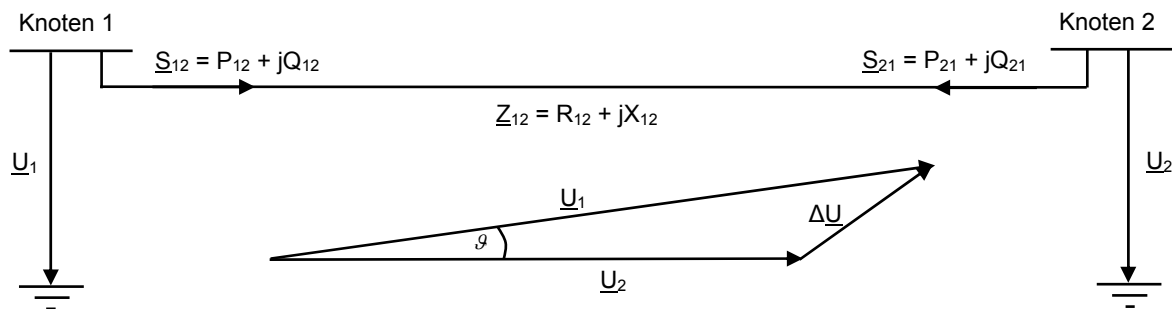


Abb. 2-6: Leistungsfluss zwischen zwei exemplarischen Netzknoten mit S = Scheinleistung bestehend aus P = Wirkleistung und Q = Blindleistung, U = Knotenspannung (Leiter-Erde), ϑ = Netzleitwinkel und Z = Leitungsimpedanz bestehend aus Resistanz R und Reaktanz X , nach [115].

Zur Ableitung des komplexen Lastflusses wird die im Beispiel an Knoten 1 in die Leitung fließende Scheinleistung $\underline{S}_{12} = P_{12} + jQ_{12}$ mit komplexen Zahlen betrachtet. Dazu wird der Stromfluss I_{12} bestimmt, der sich aus der Spannungsdifferenz $\Delta \underline{U}_{12}$ zwischen den beiden Knoten und der Leitungsimpedanz \underline{Z}_{12} ergibt. Der für die spätere Berechnung der Leistung erforderliche komplex konjugierte Strom folgt der Bedingung:

$$\underline{I}_{12}^* = 3 \cdot \frac{\underline{U}_1^* - \underline{U}_2^*}{\underline{Z}_{12}^*} \quad (2-1)$$

Der Faktor 3 berücksichtigt hierbei die vereinfachte Darstellung der Dreiphasenleitung durch nur eine Phase. Weist die Spannung U_1 am Anfang der Leitung einen Winkel von 0° auf, so gilt für die konjugiert komplexe Spannung am Ende der Leitung bei Beachtung des Netzleitwinkels ϑ zwischen den beiden Knoten:

$$\underline{U}_2^* = U_2 e^{+j\vartheta_{12}} \quad (2-2)$$

⁴⁶ Im Vergleich zur Π -Ersatzschaltung wird hierbei auf die Berücksichtigung des Wirkleitwertes G und des Blindleitwertes B der Querglieder verzichtet, siehe zum Beispiel [3], [4], [115], [116].

⁴⁷ Bei der späteren Modellierung des elektrischen Lastflusses wird die Leitungskapazität berücksichtigt, siehe Abschnitt 3.3.2.

Einsetzen von (2-2) in (2-1), Multiplikation der Stromstärke an Knoten 1 mit der dort herrschenden Spannung \underline{U}_1 sowie Darstellung in kartesischen Koordinaten mit $e^{j\vartheta_{12}} = \cos \vartheta_{12} + j\sin \vartheta_{12}$ ergibt die folgende Beschreibung des Scheinleistungsflusses \underline{S}_{12} an Knoten 1:

$$\underline{S}_{12} = 3 \cdot \frac{U_1^2 - U_1 U_2 (\cos \vartheta_{12} + j \sin \vartheta_{12})}{R_{12} - jX_{12}} \quad (2-3)$$

Die Multiplikation von (2-3) mit dem konjugierten Nennerausdruck $R_{12} + jX_{12}$ und nachfolgende Auftrennung in Real- und Imaginärteil führt zur Aufteilung des Scheinleistungsflusses in den Wirk- und Blindleistungsfluss an Knoten 1:

$$P_{12} = 3 \cdot \frac{(U_1^2 - U_1 U_2 \cos \vartheta_{12})R_{12} + (U_1 U_2 \sin \vartheta_{12})X_{12}}{R_{12}^2 + X_{12}^2} \quad (2-4)$$

$$Q_{12} = 3 \cdot \frac{(U_1^2 - U_1 U_2 \cos \vartheta_{12})X_{12} - (U_1 U_2 \sin \vartheta_{12})R_{12}}{R_{12}^2 + X_{12}^2} \quad (2-5)$$

Mittels einer analogen Herleitung für das Leitungsende an Knoten 2 erhält man die dort fließende Wirk- und Blindleistung P_{21} und Q_{21} . Entsprechend der Wahl des Verbraucherzählpfeilsystems werden eine in die Leitung hinein fließende Leistung mit einem positiven Vorzeichen und eine aus der Leitung heraus fließende Leistung mit einem negativen Vorzeichen beschrieben. Eine Gegenüberstellung der Leistungsflüsse an beiden Leitungsenden verkörpert die Wirkleistungsverluste sowie das Blindleistungsverhalten der Leitung, also den induktiven Blindleistungsverbrauch bzw. die kapazitive Blindleistungserzeugung der Leitung.

2.4.3 Netzanbindung von Elektrizitätserzeugungsanlagen

Für den Netzbetrieb und die Beeinflussung des Blindleistungshaushalts und damit auch der Spannungshaltung, siehe Abschnitt 2.4.5, ist die Ausführung der Anbindung von Elektrizitätserzeugungsanlagen an das Elektrizitätsnetz von wesentlicher Bedeutung. Es kann grundlegend zwischen der direkten und der indirekten Netzanbindung unterschieden werden.

Bei der direkten Netzanbindung ist die Elektrizitätserzeugungsanlage unmittelbar durch einen Generator an das Elektrizitätsnetz angeschlossen. Hierfür werden Drehstromsynchron- oder Drehstromasynchrongeneratoren eingesetzt [4], [115], [117]-[119]:

- In Kraftwerken der zentralen Erzeugung werden vorwiegend Drehstromsynchrongeneratoren genutzt. Bei diesen Generatoren stehen die Drehzahl und die Frequenz des erzeugten Stromes in einem festen Verhältnis zueinander. Eine Variation der Drehzahl bei gleichbleibender Frequenz kann nur durch Umschaltung der Polpaarzahl erreicht werden. Vor dem Zuschalten eines Synchrongenerators an das Netz muss die Frequenz des

Generators mit der vorliegenden Netzfrequenz synchronisiert werden, um Drehmomentstöße zu vermeiden. In dem in erster Näherung starren Elektrizitätsnetz hat weiterhin die Höhe der Belastung auf die Generatordrehzahl keinen Einfluss, so dass ein sich änderndes Antriebsmoment in Form von Leistungsänderungen direkt an das Netz weitergegeben wird. So ist zum Beispiel die direkte Anbindung einer Windkraftanlage mit einem Synchrongenerator aufgrund der fluktuierenden Windgeschwindigkeit ungeeignet, da hohe Triebstrangbelastungen und Einspeisefluktuationen auftreten würden.

Durch Variation des Erregerstromes im Läufer lässt sich die Blindleistung des Synchrongenerators regeln. Bei Überregung wird Blindleistung erzeugt, der Synchrongenerator wirkt also aus der Sichtweise des Elektrizitätsnetzes kapazitiv. Bei untererregter Betriebsweise nimmt der Synchrongenerator Blindleistung auf und verhält sich gegenüber dem Netz induktiv. Somit kann der Synchrongenerator zur aktiven Blindleistungskompensation eingesetzt werden, siehe Abschnitt 2.4.5.2. In Abb. 2-7 ist der zulässige Betriebsbereich eines Drehstromsynchrongenerator qualitativ dargestellt [4], [115], [120], [121]. Dieser wird durch die maximale und minimale Wirkleistung $\text{kap}^{\text{P}_{\text{max}}}$ und $\text{kap}^{\text{P}_{\text{min}}}$, die maximale induktive und kapazitive Blindleistung $\text{kap}^{\text{Q}_{\text{ind}_{\text{max}}}}$ und $\text{kap}^{\text{Q}_{\text{kap}_{\text{max}}}}$, die maximale Scheinleistung $\text{kap}^{\text{S}_{\text{max}}}$, den maximalen Erregerstrom $I_{\text{Er,max}}$ sowie dem maximal zulässigen Polradwinkel $\delta_{\text{e,max}}$ begrenzt. Die Grenzen der Wirkleistung $\text{kap}^{\text{P}_{\text{max}}}$ und $\text{kap}^{\text{P}_{\text{min}}}$ werden durch die Technologie der Elektrizitätserzeugungsanlage bestimmt. Ist $\text{kap}^{\text{P}_{\text{min}}}$ gleich Null, wie zum Beispiel bei Wasserkraftwerken, kann der Synchrongenerator im sogenannten Phasenschieberbetrieb ohne Wirkleistungsabgabe genutzt werden. Die größtmögliche Aufnahme von induktiver Blindleistung wird durch die Nennspannung U_{Nenn} sowie durch die synchrone Längsreaktanz X_{d} bestimmt. Hierbei wird die induktive Blindleistungsaufnahme durch einen negativen Betrag beschrieben⁴⁸:

$$\text{kap}^{\text{Q}_{\text{ind}_{\text{max}}}} = -\frac{U_{\text{Nenn}}^2}{X_{\text{d}}} \quad (2-6)$$

Der Polradwinkel δ beschreibt die Phasenverschiebung zwischen dem Drehfeld des Stators, das durch die Netzfrequenz bestimmt ist, und des Läufers. Um einen stabilen Betrieb des Drehstromsynchrongenerators zu gewährleisten, wird im Allgemeinen der maximale Polradwinkel $\delta_{\text{e,max}}$ auf 70° begrenzt, siehe zum Beispiel [3], [4]. Im Schnittpunkt der sich dadurch ergebenden Begrenzung der induktiven Blindleistungsaufnahme mit der maximalen Wirkleistungsabgabe ergibt sich der Punkt $\text{kap}^{\text{Q}_{\text{ind}_{\text{max},\text{P}_{\text{max}}}}$, siehe Abbildung Abb. 2-7.

⁴⁸ Für eine detaillierte Herleitung von Gleichung (2-6) und (2-7) sei zum Beispiel auf [4], [115] und [121] verwiesen.

Zur Bestimmung der maximalen kapazitiven Blindleistungsabgabe muss neben der synchronen Längsreaktanz X_d und der Nennspannung U_{Nenn} die durch den maximalen Erregerstrom $I_{Er,max}$ bestimmte maximale Polradspannung $U_{p,max}$ berücksichtigt werden:

$$\text{kap}^{Q_{kap_max}} = \frac{U_{p,max} U_{Nenn} - U_{Nenn}^2}{X_d} \quad (2-7)$$

Die maximale kapazitive Blindleistungsabgabe bei maximaler Wirkleistungsabgabe $\text{kap}^{P_{max}}$, Punkt $\text{kap}^{Q_{Nenn}}$, bestimmt sich aus dem Nennleistungsfaktor des Generators. Die maximale Scheinleistung $\text{kap}^{S_{max}}$ sowie der maximale Erregerstrom $I_{Er,max}$ sind durch die maximale thermische Belastung der Generatorwicklungen gegeben.

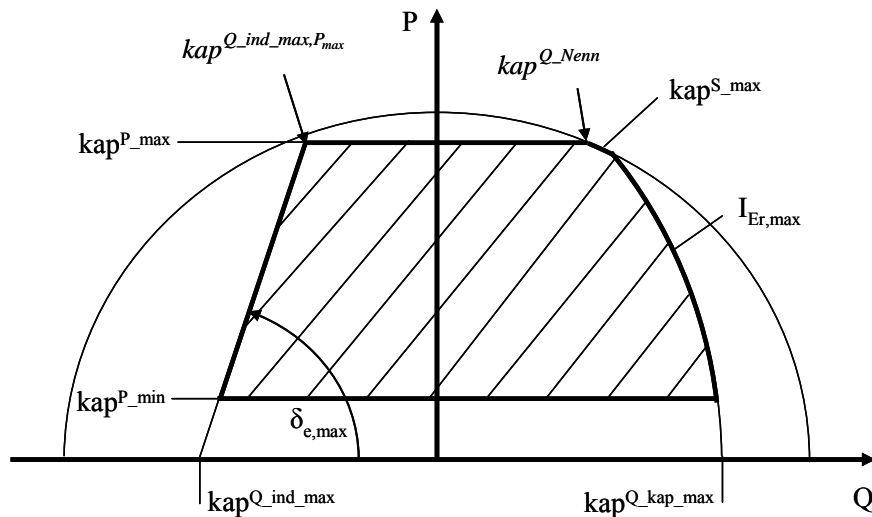


Abb. 2-7: Zulässiger Betriebsbereich eines Drehstromsynchrongenerators (Ausführung als Vollpolmaschine) (nach [4])

- Gegenüber dem Drehstromsynchrongenerator ist beim Drehstromasynchrongenerator die Drehzahl des Läufers nicht synchron mit der Frequenz des erzeugten Stroms und Drehmomentschwankungen haben Auswirkungen auf die Drehzahl. Dabei liegt im Generatorbetrieb die Drehzahl des Asynchronläufers über der Netzfrequenz. Die auf die Netzfrequenz bezogene Drehzahldifferenz wird als Schlupf bezeichnet. Durch eine mögliche Variation des Schlupfes sind in einem nahezu starren Elektrizitätsnetz kleine Drehzahlschwankungen des Läufers möglich, die auch eine geänderte Wirkleistungsabgabe nach sich ziehen. Hierbei hat eine Vergrößerung des Schlupfes eine Erhöhung der Wirkleistungsabgabe zur Folge. Durch Ausnutzung des möglichen Schlupfs können wechselnde Beanspruchungen im Triebstrang, wie zum Beispiel bei Windkraftanlagen durch Windgeschwindigkeitsfluktuationen, abgeschwächt werden. Mit zunehmender Generatorleistung nimmt jedoch der Schlupf in der Regel ab. So beträgt der Schlupf bei einer Leistung vom mehr als 500 kW rund ein Prozent. Weitere Eigenschaft des Asyn-

chrongenerators, zum Beispiel in Ausführung mit Kurzschlussläufer ohne Schleifringe, ist die leichte, einfache und damit wartungsarme Bauweise.

Da die Erregung des Läufers durch elektromagnetische Induktion aus dem Drehfeld des Stators erzeugt wird, benötigt der Asynchrongenerator in Abhängigkeit von der erzeugten Wirkleistung induktive Blindleistung. Im Teillastbetrieb nimmt hierbei die auf die erzeugte Wirkleistung bezogene Blindleistungsaufnahme zu, so dass der Leistungsfaktor des Generators abnimmt. Asynchrongeneratoren mit ungesättigter Auslegung erreichen jedoch den maximalen Leistungsfaktor bereits bei ungefähr zwei Drittel der Nennleistung.

Bei der indirekten Netzanbindung der Elektrizitätserzeugungsanlage wird der Generator in der Regel über Zwischenkreisumrichter, bestehend aus einem Gleichrichter, Gleichstromzwischenkreis und Wechselrichter, an das Elektrizitätsnetz gekoppelt, siehe Abb. 2-8 [119]. Mit der indirekten Netzanbindung ist es möglich, Frequenz und Spannung des erzeugten Stromes vergleichsweise verlustarm, verschleißfrei und mit einer hohen Dynamik an die Frequenz und Spannung des Netzes anzupassen. Damit kann die Elektrizitätserzeugung vor allem der drehzahlvariablen Erzeugungstechnologien, wie zum Beispiel von Windkraftanlagen, leichter an den Netzbetrieb angepasst werden sowie Wirkungsgradverbesserungen durch eine höhere Flexibilität bei der Wahl der Drehzahl, zum Beispiel von Verbrennungsmotoren, erreicht werden. Bei Brennstoffzellen und Photovoltaikanlagen muss der erzeugte Gleichstrom mit Wechselrichtern in Drehstrom umgewandelt werden, so dass für diese Technologien nur die indirekte Netzanbindung in Frage kommt.

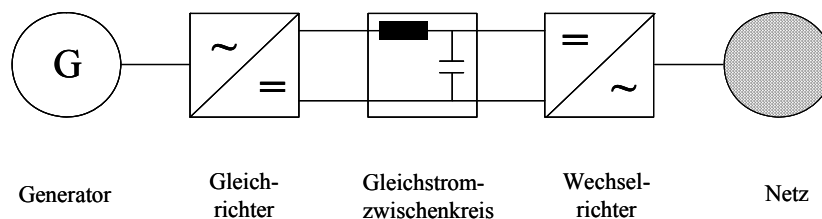


Abb. 2-8: Indirekte Netzanbindung über einen Zwischenkreisumrichter

Im Folgenden soll nur auf den netzseitigen Wechselrichter eingegangen werden⁴⁹. Hauptkomponenten eines Wechselrichters sind die Stromrichterventile, die aus Leistungshalbleitern in Form von Thyristoren oder Transistoren bestehen, sowie die zugehörigen Steuersätze. Die Taktung der Zeitpunkte, zu denen der Leistungshalbleiter durch einen Steuerstromimpuls in den leitenden Zustand gesetzt wird, das sogenannte „Zünden“, kann dabei fremd- oder selbstgeführt erfolgen:

- Bei fremdgetakteten Wechselrichtern, die in der Regel aus Thyristoren bestehen, wird der Steuerimpuls dem Elektrizitätssystem entnommen, mit dem sie parallel geschaltet

⁴⁹ Für eine detaillierte Beschreibung von Zwischenkreisumrichtern und deren Komponenten wird auf zum Beispiel [123], [124] verwiesen.

sind. Dabei erfolgt die Zündung des Leistungshalbleiters entsprechend der Netzfrequenz, jedoch um einen in Grenzen einstellbaren Zündwinkel verzögert. Der Stromfluss wird um den Zündwinkel verschoben und es entsteht ein Blindleistungsbedarf.

- Selbstgeführte Wechselrichter, für die sich insbesondere Transistoren eignen, können unabhängig von der Netzfrequenz durch ein eigenes Steuergerät geschaltet werden. Insbesondere die mit einem Pulsmodulationsverfahren arbeitenden Pulswechselrichter, wie zum Beispiel Insulated-Gate-Bipolar-Transistoren (IGBT), erlauben eine schnelle Regelung, die eine Einspeisung nahezu sinusförmiger Ströme ermöglicht. Bei Vorgabe eines engen Toleranzbandes der erzeugten Schwingung werden aufgrund der vermehrten Schaltvorgänge allerdings die Verluste des Umrichters erhöht. Der Betrag und der Phasenverschiebungswinkel des Ausgangsstroms sind weiterhin in den durch die jeweilige Auslegung bestimmten Grenzen frei wählbar, so dass Elektrizitätserzeugungsanlagen mit selbstgeführtem Wechselrichter zum aktiven Blindleistungsmanagement herangezogen werden können. Der zulässige Betriebsbereich einer Erzeugungsanlage mit selbstgeführtem Wechselrichter ist in Abb. 2-9 qualitativ dargestellt [125]. Neben den Wirkleistungsgrenzen kap^P_{max} und kap^P_{min} der Elektrizitätserzeugungsanlage stellt die maximale Scheinleistung des Zwischenkreisumrichters, bedingt durch maximale Ströme im Zwischenkreisumrichter, die einzige Beschränkung des Betriebsbereiches dar.

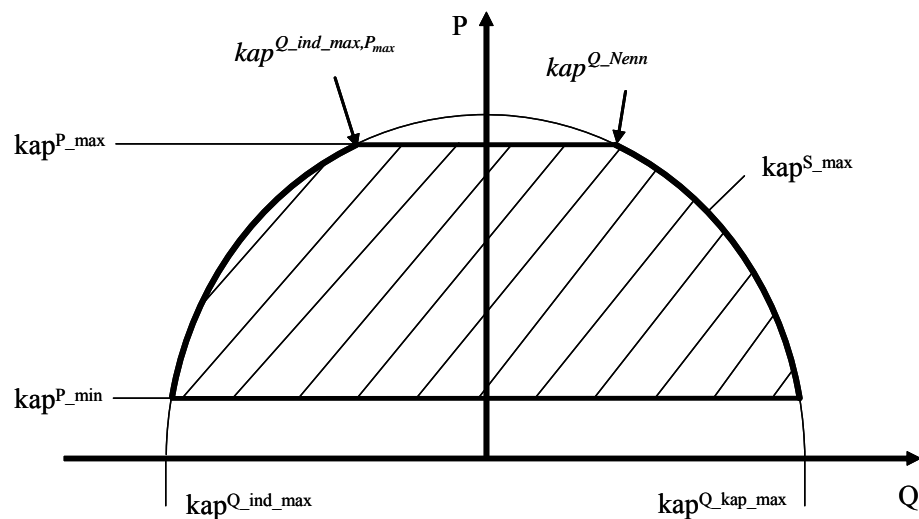


Abb. 2-9: Zulässiger Betriebsbereich einer Netzanbindung mit Zwischenkreisumrichter und selbstgeführtem Wechselrichter (nach [125])

Neben der rein direkten und indirekten Netzanbindung stellt der doppelt gespeiste Drehstromasynchrongenerator, der oftmals in Windkraftanlagen genutzt wird, eine gemischt direkte/indirekte Netzanbindung dar [126]. Der Stator des Asynchrongenerators ist hierbei direkt, der Läufer im Allgemeinen über einen Zwischenkreisumrichter an das Elektrizitätsnetz angebunden. Der Schlupf kann in einem größeren Bereich als beim direkt angebundenen Asynchrongenerator geregelt werden, so dass die Läuferdrehzahl stärker variiert werden kann. Mit

dem erreichbaren Schlupf von -30% bis 30% ist ein Generatorbetrieb auch bei Drehzahlen kleiner als die Netzfrequenz möglich. Weiterhin erfolgt die Speisung des Läufers mit Blindleistung durch den Zwischenkreisumrichter und nicht durch Induktion aus dem Statorfeld. Bei entsprechender Auslegung des Zwischenkreisumrichters kann mit einem doppelt gespeisten Asynchrongenerator Leistung mit variablem Leistungsfaktor λ zur Blindleistungskompensation in das Elektrizitätsnetz eingespeist werden. Die erweiterte Einsatzfähigkeit bedingt jedoch die Anwendung von verschleißbehafteten Schleifringen.

Eine Herleitung des zulässigen Betriebsbereichs von doppelt gespeisten Drehstromasynchrongeneratoren von Windkraftanlagen findet sich in [127]. Den zulässigen Betriebsbereich begrenzende Faktoren sind die maximalen Stator- und Läuferströme, siehe Abb. 2-10. Aufgrund der für die elektromagnetische Induktion erforderlichen Blindleistung ist die Blindleistungsaufnahme größer als die maximal mögliche Blindleistungsabgabe. Charakteristisch für doppelt gespeiste Drehstromasynchrongeneratoren von Windkraftanlagen ist die Einengung des zulässigen Betriebsbereichs bei kleiner Wirkleistungserzeugung. Hier ist die Gefahr einer Überschreitung der maximalen Läuferspannung bei kleinen Rotordrehzahlen gegeben, so dass der Generator zur Reduzierung der Läuferspannung in Sternschaltung betrieben wird. Diese Maßnahme bedingt ein früheres Erreichen der maximalen Stator- und Läuferströme.

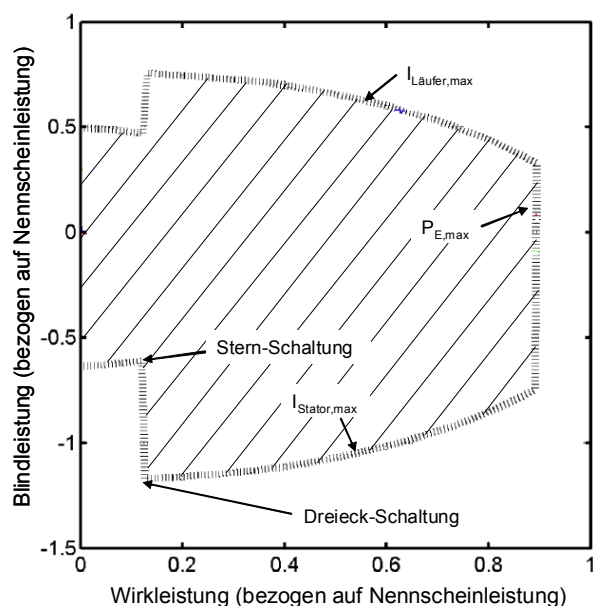


Abb. 2-10: Zulässiger Betriebsbereich eines doppelt gespeisten Drehstromasynchrongenerators (nach [127] am Beispiel einer Windkraftanlage mit einer Anlagenleistung von 2,2 MVA)

2.4.4 Anschluss von Elektrizitätserzeugungsanlagen an das Verteilungsnetz

Die technische Ausführung des Anschlusses von Elektrizitätserzeugungsanlagen an das öffentliche Verteilungsnetz ist in Deutschland durch die technischen Anschlussbedingungen (TAB) der jeweiligen Netzbetreiber sowie durch den Distribution Code [8] geregelt. Den rechtlichen Rahmen hierfür gibt §19 des Energiewirtschaftsrechts [81]. Die Anschlussbedin-

gungen orientieren sich hierbei an den Richtlinien bzw. technischen Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Nieder- und Mittelspannungsnetz [128]-[130]⁵⁰. Für die Einrichtung eines Netzanschlusses ist zusätzlich Absprache mit dem Netzbetreiber zu halten [132]. Die Überprüfung der einzelnen Kriterien muss neben dem jeweiligen Anschlusspunkt der Erzeugungs- oder Kundenanlage auch jenen Netzpunkt, an dem die größten Auswirkungen auftreten, einschließen. Da in dieser Arbeit die Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung am Beispiel eines Netzes der Mittelspannungsebene betrachtet werden, siehe Abschnitt 4.1, wird im Folgenden nur auf die Voraussetzungen für den Anschluss verteilter Elektrizitätserzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz eingegangen. Die folgenden Punkte geben hierfür eine Zusammenfassung der Vorgaben für Mittelspannungsnetze wieder [129], [130]:

- Netzanschluss: Die Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung sind an einem geeigneten Netzknoten unter Berücksichtigung der gegebenen Netzverhältnisse (Netzimpedanz, Kurzschlussleistung und Resonanzen), der Einspeiseleistung und der Betriebsweise der Erzeugungsanlage sowie der berechtigten Interessen des Netzbetreibers anzuschließen. Für die Beurteilung wird der normale Schaltzustand des Netzes angenommen.
- Belastungsfähigkeit der Netzbetriebsmittel: Die mögliche zusätzliche Belastung von Betriebsmitteln eines Netzes wie Leitungen und Transformatoren aufgrund der Einspeisung von Elektrizitätserzeugungsanlagen der verteilten Erzeugung ist zu überprüfen. Generell kann für die Bestimmung der thermischen Belastung der Netzbetriebsmittel aufgrund von Erzeugungsanlagen deren maximale Wirkleistungseinspeisung multipliziert mit dem vom Netzbetreiber minimalen Leistungsfaktor, also deren maximale Scheinleistung, zugrunde gelegt werden. Für Windkraftanlagen wird die heranzuziehende maximale Einspeisescheinleistung S_e auf Basis eines 10-min-Höchstwertes $p_{10\min}$ ermittelt:

$$S_{e,w} = \frac{P_{n,w}}{\lambda} p_{10\min} \quad (2-8)$$

- Netzstützung: Während der Elektrizitätseinspeisung kann es aus netzbetrieblichen Gründen erforderlich werden, dass Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung zur Spannungshaltung im Netz beitragen. Hierbei wird zwischen der statischen Spannungshaltung im Normalbetrieb, siehe unten und Abschnitt 2.4.5, und der dynamischen Netzstützung bei Spannungseinbrüchen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen zur Vermei-

⁵⁰ Für die Niederspannungsebene wurde im August 2011 eine neue Anwendungsregel veröffentlicht. Für Photovoltaikanlagen ist diese jedoch erst ab Beginn 2012, für alle anderen Erzeugungsanlagen ab dem Juli 2012 verbindlich. Davor kann noch die alte Richtlinie zur Anwendung kommen [131].

dung von Netzzusammenbrüchen unterschieden⁵¹. Zur dynamischen Netzstützung dürfen sich die verteilten Erzeugungsanlagen im Fehlerfall nicht vom Netz trennen und müssen die Netzspannung durch die Einspeisung eines Blindstromes stützen und nach dem Fehler nicht mehr induktive Blindleistung beziehen als zuvor.

- Maximal zulässiger Kurzschlussstrom: Durch den Anschluss und den Betrieb einer Eigenerzeugungsanlage wird die Kurzschlussleistung des Verteilungsnetzes insbesondere in der Umgebung des Anschlusspunktes um die Kurzschlussleistung der Eigenerzeugungsanlage erhöht. Die obere Grenze der Kurzschlussleistung eines Netzes ist durch das Abschaltvermögen bzw. durch die maximal mögliche Kurzschlussbeanspruchung der Schalter und weiterer Betriebsmittel festgelegt. Bei Überschreitung dieser Grenze kann es zu einer nicht sicheren und selektiven Abschaltung des Fehlers oder zu einer Zerstörung der Betriebsmittel durch mechanische oder thermische Überlastung kommen. Ist der Kurzschlussstrom der Eigenerzeugungsanlage unbekannt, wird überschlägig bei Synchrongeneratoren das 8-fache, bei Asynchrongeneratoren das 6-fache und bei Generatoren mit Umrichtern das Einfache der Summe der Generatornennströme angenommen. Ferner müssen die Impedanzen der Verbindung zwischen Generator und dem Anschlusspunkt berücksichtigt werden. Führt der Anschluss einer Erzeugungsanlage zu einer unzulässigen Erhöhung der Kurzschlussleistung im Verteilungsnetz, so müssen geeignete Maßnahmen zur Begrenzung des Kurzschlussstromes der Erzeugungsanlage getroffen werden.
- Wirkleistungsabgabe: Die Wirkleistungsabgabe der verteilten Elektrizitätserzeugungsanlage muss reduziert oder abgeschaltet werden können, wenn dies der Netzbetreiber aus systembetrieblichen Gründen verlangt^{52,53}, siehe auch Abschnitt 2.2. Die Wirkleistungsreduzierung erfolgt hierbei in Stufen. Des Weiteren ist bei einer Frequenz von mehr als 50,2 Hz die momentane Wirkleistungseinspeisung zu reduzieren⁵⁴. Erst ab ei-

⁵¹ Ab dem 01.04.2011 müssen Windkraft-, Photovoltaik- und Brennstoffzellenanlagen zur statischen Spannungshaltung und zur dynamischen Netzstützung beitragen können [86]-[88], [130]. Erzeugungsanlagen mit Verbrennungsmotoren müssen bereits ab Beginn 2010 den Anforderungen zur statischen Spannungshaltung und ab Beginn 2013 zur dynamischen Netzstützung entsprechen [130].

⁵² Als systembetriebliche Gründe werden in [129] insbesondere mögliche Überlastungen des Elektrizitätsnetzes, eine potentielle Inselnetzbildung, eine Gefährdung der Netzstabilität, ein kritischer Frequenzanstieg sowie Instandsetzungs- bzw. Baumaßnahmen angeführt.

⁵³ Wenn Erzeugungsanlagen mit Verbrennungsmotoren mit einer Leistung kleiner als 50 % der Anschlusswirkleistung betrieben werden sollen und hierbei eine vorgegebene zulässige Betriebsdauer überschritten wird, so kann die Erzeugungsanlage vom Netz getrennt werden.

⁵⁴ Die bis zum August 2011 geltende Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz schrieb bei einer Überschreitung der Frequenz von 50,2 Hz eine Abschaltung von Erzeugungsanlagen mit Wechselrichtern vor. Diese Regelung kann bei hohen Anteilen verteilter Erzeugung an der momentanen Elektrizitätserzeugung durch den dann schnellen Rückgang der Einspeisung einen starken Frequenzabfall zur Folge haben. Insbesondere aufgrund des in den letzten Jahren starken Anstiegs der installierten

ner Frequenz von 50,05 Hz kann die Wirkleistungseinspeisung wieder gesteigert werden.

- **Blindleistung:** Die gesamte Anlage zur Elektrizitätserzeugung muss bei Wirkleistungsabgabe mindestens mit einer Blindleistung betrieben werden können, die im Mittelspannungsnetz einem Leistungsfaktor zwischen 0,95 kapazitiv und 0,95 induktiv oder einem vertraglich vereinbarten Wert entspricht. Die momentane Blindleistung kann vom Netzbetreiber durch einen gegebenenfalls variablen Sollwert bestimmt werden. Dieser kann hierfür einen festen oder einen von der Wirkleistungsabgabe abhängigen Leistungsfaktor oder alternativ eine vorgegebene feste oder von der Spannung abhängige Blindleistung vorgeben.
- **Ausführung der Anlage:** Bei der Auslegung der Anschlussanlage, der Übergabeschalt-einrichtung, des Kuppelschalters, der Verriegelungen von Schaltgeräten sowie der zur Sekundärtechnik gehörenden Elementen wie zum Beispiel eine mögliche Fernsteuerung durch den Netzbetreiber und einzelne Schutzeinrichtungen müssen definierte Kriterien eingehalten werden.

2.4.5 Betriebsführung von Verteilungsnetzen mit verteilter Elektrizitätserzeugung

Der Anschluss von Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung an Verteilungsnetze, die ursprünglich für die Verteilung der von der Höchst- oder Hochspannungsebene eingespeisten elektrischen Energie an die Verbraucher ausgelegt wurden, führt zu neuen Anforderungen an den technischen Betrieb von Verteilungsnetzen, siehe zum Beispiel [133]-[136]. Grundsätzlich sind an das Verteilungsnetz angeschlossene elektrische Anlagen so zu betreiben, dass sie keine unzulässigen Rückwirkungen auf das Verteilungsnetz oder auf andere Verbraucheranlagen verursachen. Technische Regeln zur Beurteilung der auftretenden Netzzrückwirkungen sind durch [137] gegeben und folgen größtenteils den Richtlinien für den Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Nieder- und Mittelspannungsnetz [128]-[130]. In den folgenden Abschnitten werden die für diese Arbeit relevante Auswirkungen der verteilten Elektrizitätserzeugung auf den Netzbetrieb, diesbezügliche Vorgaben unter anderem nach [128]-[130] und gegebenenfalls mögliche Gegenmaßnahmen dargestellt und diskutiert⁵⁵.

2.4.5.1 Lastflussumkehr

In einem Elektrizitätssystem mit zentraler Erzeugung herrscht in den verschiedenen Verteilungsnetzen die Lastflussrichtung von der Umspannstation mit der vorgelagerten Netzebene

Leistung der Photovoltaikanlagen sieht die ab 2012 verbindliche Neufassung der Richtlinie bei Erreichen einer Frequenz von 50,2 Hz ebenfalls eine Reduktion und keine Abschaltung der Einspeisung vor [128].

⁵⁵ Nicht betrachtet werden insbesondere Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Kommutierungseinbrüche sowie Auswirkungen auf die Tonfrequenz-Rundsteuerung. Diese können auf Basis einer Betrachtung des Netzbetriebs in stündlicher Auflösung, wie sie in dieser Arbeit durchgeführt wird, nicht beschrieben werden.

hin zu den einzelnen Verbrauchern vor. Mit der Nutzung von Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung wird die Elektrizitätsnachfrage einzelner Netzknoten lokal gedeckt. Dies führt in Abhängigkeit der Netztopologie zunächst zu einem Rückgang der Belastung von einzelnen Netzbetriebsmitteln wie Leitungen und Transformatoren. Bei einem zukünftigen Anstieg der Elektrizitätsnachfrage kann dann gegebenenfalls die Notwendigkeit von Netzerweiterungsmaßnahmen reduziert oder zeitlich zurück gestellt werden [138]. Überschreitet die Einspeisung von Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung aber die lokale Nachfrage, so ist eine Umkehr der Lastflussrichtung im betroffenen Netzgebiet beobachtbar, siehe Abb. 2-11. Es kann dann nicht mehr, insbesondere bei einer nicht bedarfsgerechten Einspeisung auf Basis von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien, von einer eindeutigen Lastflussrichtung ausgegangen werden. Mit der veränderten Lastflusssituation werden weiterhin die Spannungszustände sowie die auftretenden Übertragungsverluste beeinflusst, siehe nachfolgende Abschnitte 2.4.5.2 und 2.4.5.3. Ferner bedingt die mögliche Umkehr der Lastflussrichtung innerhalb eines Verteilungsnetzes die Anpassung der Konzeption des Netzschutzes, um weiterhin eine selektive Abschaltung des fehlerhaften Netzteiles zu gewährleisten⁵⁶ [37].

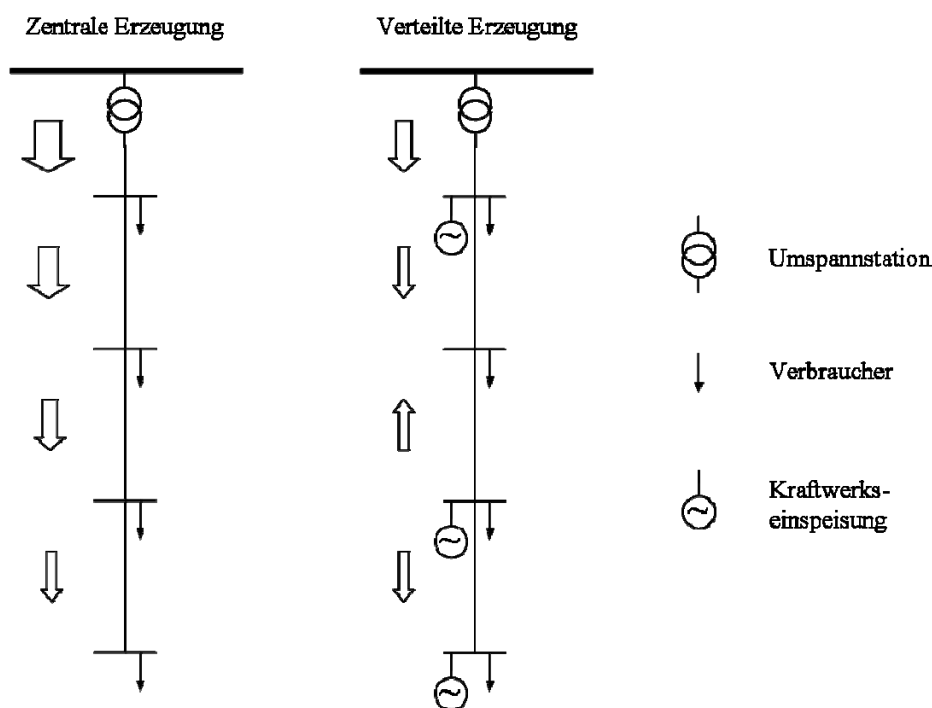


Abb. 2-11: Auswirkung der verteilten Elektrizitätserzeugung auf Lastflüsse im Verteilungsnetz

Wenn die Einspeisung aus Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung die momentane Elektrizitätsnachfrage eines Verteilungsnetzes übertrifft, kommt es darüber hinaus zu einer Rückspeisung in die jeweils vorgelagerte Netzebene, siehe zum Beispiel [59], [139]. Eine Rückspeisung aus dem Verteilungsnetz in das Übertragungsnetz beansprucht hierbei zusätz-

⁵⁶ Hierbei ist auch die durch verteilte Elektrizitätserzeugungsanlagen geänderte Kurzschlussleistung im Verteilungsnetz zu beachten, siehe Abschnitt 2.4.4.

lich die Übertragungskapazität des Höchstspannungsnetzes. So führt insbesondere der starke Zubau der Windenergie in Deutschland zu einem Ausbaubedarf des nationalen Übertragungsnetzes [140], [141]. Auswirkungen der Nutzung der Windenergie auf das internationale Übertragungsnetz untersucht zum Beispiel [142]. Als Gegenmaßnahmen kommen neben einer Verstärkung oder ein Ausbau des Elektrizitätsnetzes eine zeitweise Begrenzung der Einspeisung der Anlagen verteilter Elektrizitätserzeugung, der Einsatz von Speichern oder die gezielte Steuerung der Elektrizitätsnachfrage in Betracht, siehe zum Beispiel [139], [143].

2.4.5.2 Spannungszustände und Blindleistungsregelung

Eine wesentliche Bedeutung für die Betriebsführung von Verteilungsnetzen mit Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung haben deren Auswirkungen auf die Spannungszustände an den einzelnen Netzknoten, siehe zum Beispiel [112], [133], [134], [144]. Hierbei wird in [129] begrifflich zwischen sogenannten schnellen Spannungsänderungen und Spannungsänderungen unterschieden⁵⁷. Abb. 2-12 zeigt beispielhaft den zeitlichen Verlauf einer schnellen Spannungsänderung aufgrund einer Zuschaltung einer Erzeugungsanlage mit Asynchrongenerator und die durch die nachfolgende Einspeisung verursachte Spannungsänderung.

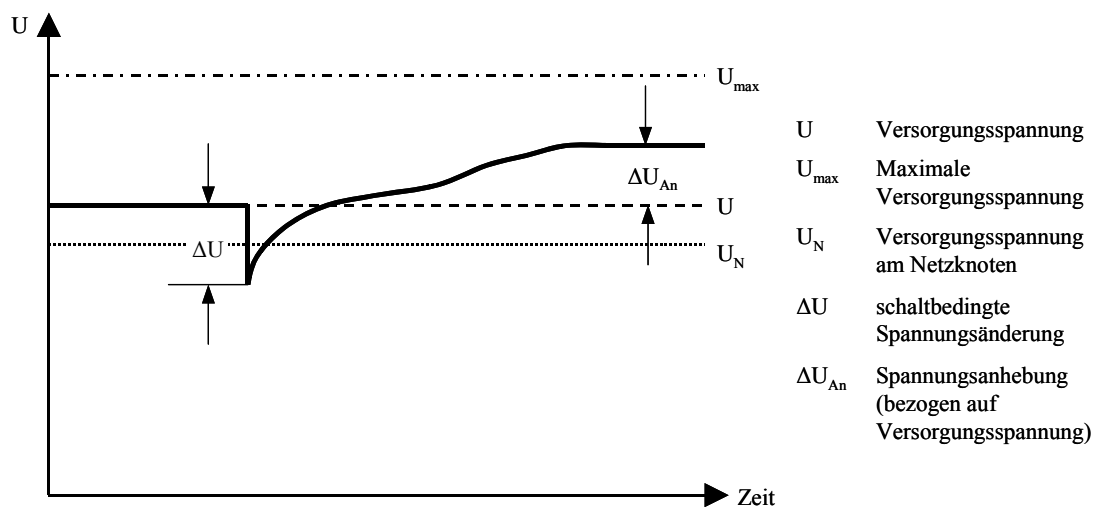


Abb. 2-12: Beispiel einer schnellen Spannungsänderung und einer nachfolgenden Spannungsänderung [137]

⁵⁷ Ferner können sogenannte Flicker mit einer Frequenz von etwa 0,005 Hz bis etwa 35 Hz auftreten. Diese führen in Abhängigkeit der Amplitude zum Beispiel zu Helligkeitsschwankungen von Leuchtmitteln, die vom menschlichen Auge wahrgenommen werden können [145]. Am ungünstigsten Netzknoten darf die Langzeitflickerstärke P_{fl} einen Wert von 0,46 nicht übersteigen. Dieser Kennwert wird mit der Nenneinspeisescheinleistung S_{ne} , der Kurzschlussleistung S_{KN} des Netzes sowie dem Anlagenflickerbeiwert c wie folgt abgeschätzt:

$$P_{fl} = c \frac{S_{ne}}{S_{KN}}$$

Die durch Zu- und Abschalten einer Elektrizitätserzeugungsanlage verursachte schnelle Spannungsänderung darf im Mittelspannungsnetz am Verknüpfungspunkt eine relative kurzzeitige Spannungsänderung von maximal 2 % bei einer Schaltung innerhalb von 3 Minuten nicht überschreiten. Im gesamten Netz ist bei einer Zu- bzw. Abschaltung von einer oder mehreren Erzeugungsanlagen die schnelle Spannungsänderung auf maximal 5 % der Versorgungsspannung begrenzt. Die Richtlinie für das Niederspannungsnetz lässt am Anschlusspunkt eine schaltbedingte schnelle Spannungsänderung von maximal 3 % bei einer Schaltung innerhalb von 5 Minuten zu. Bei geringeren Schalthäufigkeiten können nach Absprache mit dem Netzbetreiber größere Spannungsänderungen zugelassen werden.

Die relative Spannungsänderung beschreibt die Differenz zwischen der an einem Netzpunkt herrschenden Versorgungsspannung bei Einspeisung aus der vorgelagerten Spannungsebene sowie aus Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und der Versorgungsspannung bei Einspeisung nur aus der vorgelagerten Spannungsebene. In der Regel erhöht die Einspeisung von Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung die Versorgungsspannung, so dass die verursachte Spannungsänderung zumeist als „Spannungsanhebung“ bezeichnet wird. Tatsächlich ist die Richtung der Spannungsänderung jedoch abhängig von der Höhe und dem Vorzeichen des momentanen Leistungsfaktors der Erzeugeranlage, siehe auch Abschnitt 2.4.2 und [130]. So sinkt die Versorgungsspannung, wenn die Wirkleistungseinspeisung mit einer hohen Entnahme von induktiver Blindleistung einhergeht⁵⁸. Die relative Spannungsänderung u_{An} aufgrund einer Einspeisung an einem Netzknoten kann mit Gleichung (2-9) näherungsweise berechnet werden [129], [137]. Hierzu ist die Änderung der Einspeisescheinleistung ΔS_u mit dem Erzeugerwinkel φ_e im Erzeugerzählpeilsystem, siehe Abschnitt 2.4.2, sowie die am betrachteten Netzknoten vorhandene Kurzschlussleistung S_{KN} und der Impedanzwinkel ψ des Netzes zu berücksichtigen:

$$u_{An} = \frac{\Delta S_u}{S_{KN}} \cos(\psi - \varphi_e) \quad (2-9)$$

Die relative Spannungsänderung darf in Nieder- und Mittelspannungsnetzen bei Berücksichtigung aller an ein Verteilungsnetz angeschlossenen Elektrizitätserzeugungsanlagen am ungünstigsten Netzpunkt einen Betrag von 2 % nicht überschreiten. Für eine Überprüfung müssen die relativen Spannungsänderungen u_{An} an sämtlichen Netzknoten auf der Basis von Berechnungen des komplexen Lastflusses, siehe Abschnitt 2.4.2, für relevante Betriebsituationen bestimmt werden. Jedoch kann nach Maßgabe des Netzbetreibers und bei möglicher Spannungshaltung, siehe unten, von dieser Bestimmung Abstand genommen werden [129].

⁵⁸ Eine solche Betriebsweise wird jedoch aufgrund der hohen Übertragungsverluste und verminderter Kapazitäten für die Wirkleistungsübertragung in der Regel vermieden.

Die durch die verteilte Elektrizitätserzeugung verursachten Spannungsänderungen überlagern sich im Verteilungsnetz mit den durch die Elektrizitätsnachfrage bedingten Spannungsänderungen und können somit in Summe zu einer zusätzlichen Abweichung von der Nennspannung führen. Die Norm DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ verlangt für Nieder- und Mittelspannungsnetze, dass „unter normalen Betriebsbedingungen“ die Versorgungsspannung in einem Band von $\pm 10\%$ der gültigen Nenn- bzw. der vereinbarten Versorgungsspannung verbleiben⁵⁹ [146].

Für die Einhaltung der oben genannten Grenzen des Spannungsbandes an den verschiedenen Netzknoten ist der Verteilungsnetzbetreiber verantwortlich. Hierfür können vorhandene Netzbetriebsmittel sowie die angeschlossenen Elektrizitätserzeugungsanlagen herangezogen werden, siehe Abschnitt 2.4.4. Eine Möglichkeit zur Spannungshaltung besteht in der Nutzung von Stufentransformatoren mit direkter⁶⁰ Spannungseinstellung. Das Übersetzungsverhältnis des Stufentransformators bestimmt das Spannungsniveau auf der Sekundärseite des Transformators. Es muss so gewählt werden, dass die Versorgungsspannung an den verschiedenen Knoten des zu versorgenden Netzes während allen Last- und Erzeugungssituationen innerhalb des einzuhaltenden Spannungsbandes liegt. Auf generelle Spannungsänderungen im zu versorgenden Netz kann gegebenenfalls mittels einer Veränderung des Übersetzungsverhältnisses reagiert werden, jedoch kann hierbei nicht selektiv das Spannungsniveau an einzelnen Netzknoten beeinflusst werden. Weiterhin ist nicht bei allen Transformatoren eine Veränderung des Übersetzungsverhältnisses während des laufenden Betriebs möglich.

Von wesentlicher Bedeutung für die Spannungshaltung ist die Blindleistungskompensation im betrachteten Netz, siehe oben und zum Beispiel [115], [117], [122]. Ein induktiver Blindleistungsbedarf, zum Beispiel von unregelmäßig arbeitenden Asynchrongeneratoren, kann durch den zusätzlichen Anschluss von Kondensatoren ausgeglichen werden. Zur Kompensation von kapazitiver Blindleistung werden Drosselspulen herangezogen. Bei stark schwankender Blindleistung müssen die Anlagen der Blindleistungskompensation regelbar oder in Stufen zuschaltbar sein. Die Anordnung der Anlagen zur Blindleistungskompensation im Elektrizitätsnetz kann individuell für einzelne Elektrizitätserzeugungs- und Verbraucheranlagen oder für Anlagengruppen erfolgen [122]. Die Einzelkompensation ermöglicht es, die Kompensationsanlagen nahe an der Elektrizitätserzeugungsanlage anzubinden und somit eine zusätzliche Auslastung der Leitungen durch die Blindleistungübertragung über größere Distanzen zu vermeiden. Bei einer Gruppen- oder Zentralkompensation erfolgt die Kompensation mehrerer Elektrizitätserzeugungs- oder Verbraucheranlagen durch eine Kompensationsanlage. Gegen-

⁵⁹ Bei „besonders entlegenen“ Verbrauchern kann die untere Grenze des Spannungsbandes bei -15% der Nenn- bzw. der vereinbarten Spannungshöhe nach Information der Netznutzer liegen [146].

⁶⁰ Bei der Nutzung von Transformatoren mit indirekter Spannungseinstellung (sogenannte quergeregelte Transformatoren) kann neben der Höhe der Spannung auch die Phasenlage der Spannung beeinflusst werden. Damit lässt sich auch der Leistungsfluss in vermaschten Netzen modifizieren, vgl. zum Beispiel [147].

über der Einzelkompensation können Überkapazitäten der Kompensationsanlagen vermieden werden. Ist eine Elektrizitätserzeugungsanlage mittels eines Drehstromsynchrongenerators, durch einen Zwischenkreisumrichter mit selbstgeführtem Wechselrichter oder durch einen doppelt gespeisten Drehstromasynchrongenerator an das Netz angebunden, so kann die Erzeugungseinheit selbst zur Blindleistungskompensation herangezogen werden, siehe Abschnitt 2.4.3 und [4], [117], [148].

Der Betrieb der verschiedenen Anlagen zur Blindleistungskompensation erfolgt entweder passiv ohne Berücksichtigung der jeweiligen Betriebssituation des Netzes oder kann aktiv, zum Beispiel durch eine zentrale Steuerung, siehe Abschnitt 2.1.3, geregelt werden [62]:

- **Passives Blindleistungsmanagement:** Die Blindleistungskompensation der verschiedenen Elektrizitätserzeugungsanlagen folgt einem festen und gegebenenfalls vom Netzbetreiber vorgegebenen Wert des Leistungsfaktors oder der bereitgestellten Blindleistung, siehe Abschnitt 2.4.4. Vergleichbar zur Wahl des Übersetzungsverhältnisses von Stufentransformatoren muss mit den festgelegten Werten die stete Einhaltung der Spannungsbänder an den einzelnen Netzknoten gewährleistet sein. Hierbei streben Anlagenbetreiber ein Leistungsfaktor von nahezu $\lambda = 1$ an, um eine maximale Wirkleistungsabgabe zu ermöglichen.
- **Aktives Blindleistungsmanagement:** Das aktive Blindleistungsmanagement sieht eine gezielte Blindleistungskompensation durch Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung mit variabler und regelbarer Blindleistungsregelung und gegebenenfalls eine weitere Steuerung des Übersetzungsverhältnisses von Transformatoren vor. Hierzu müssen die in Abschnitt 2.4.4 dargestellten Anforderungen an den Anschluss der Erzeugungsanlagen erfüllt werden. Mit aktivem Blindleistungsmanagement soll ein flexibler Netzbetrieb unter Berücksichtigung der jeweiligen Einspeisesituation zum Beispiel von Nutzungssystemen auf Basis fluktuierender und erneuerbarer Energien ermöglicht werden. So kann eine Überschreitung der vorgegebenen Spannungsbänder aufgrund einer Spannungsanhebung durch eine Wirkleistungseinspeisung vermieden werden. Dazu wird die Spannungsanhebung mit einem erzwungenen induktiven Blindleistungsbedarf an den jeweiligen Netzknoten vermindert. Während Betriebssituationen mit einer starken induktiven Blindleistungsnachfrage kann dagegen durch gezielte Einspeisung mit kapazitivem Leistungsfaktor λ zusätzliche Blindleistung bereitgestellt werden und somit die Spannung gestützt werden. Die gewünschten Abweichungen vom Betrieb mit einem Leistungsfaktor von $\lambda = 1$ können jedoch ebenfalls erhöhte thermische Strombelastungen der einzelnen Leitungen und erhöhte Übertragungsverluste bedingen.

2.4.5.3 Übertragungsverluste

Die Einbindung von Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetze hat eine Änderung des elektrischen Lastflusses zur Folge, siehe Abschnitt 2.4.5.1. Dies hat auch Auswirkungen auf die in einem Verteilungsnetz auftretenden Übertragungsverluste. Die gene-

relle Höhe der Übertragungsverluste ist insbesondere von der Spannungshöhe abhängig. [149] gibt für Mittelspannungsnetze (10 bzw. 20 kV) Übertragungsverluste in Höhe von 1,3 % und für Niederspannungsnetze (0,4 kV) in Höhe von 1,7 % zuzüglich der Umspannverluste von 0,3 bzw. 0,4 % an⁶¹.

Der Einfluss der verteilten Elektrizitätserzeugung auf die Übertragungsverluste in Verteilungsnetzen ist im Allgemeinen abhängig von a) der Höhe und dem zeitlichen Verlauf der Einspeisung, von b) der Lage der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung im Verteilungsnetz sowie von c) dem jeweiligen Leistungsfaktor der Einspeisung. Um die Auswirkungen näher zu quantifizieren, wurden in [151] für exemplarische Verteilungsnetze der Mittelspannungsebene und mehrere Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung Lastflusssimulationen durchgeführt. Nach diesen Untersuchungen verringern sich die auftretenden Übertragungsverluste in Verteilungsnetzen zunächst bei kleineren Anteilen und bei gleichmäßiger Verteilung der verteilten Elektrizitätserzeugung. Dies kann auf den ebenfalls verringerten Bezug aus der vorgelagerten Netzebene und auf eine geringere Auslastung einzelner Leitungen zurückgeführt werden, siehe auch Abschnitt 2.4.5.1. Wird jedoch ein bestimmter von der jeweiligen Situation abhängiger Anteil der verteilten Elektrizitätserzeugung übertroffen, nehmen die beobachteten Übertragungsverluste mit der nicht mehr eindeutigen Lastflussrichtung wieder zu. Bei großen Anteilen verteilter Elektrizitätserzeugung können die Übertragungsverluste darüber hinaus höher als die Übertragungsverluste ohne verteilte Elektrizitätserzeugung werden. Eine qualitative Darstellung der Abhängigkeit der Übertragungsverluste vom Anteil der verteilten Elektrizitätserzeugung an der Nachfrage gibt Abb. 2-13.

Die Anordnung der Anlagen der verteilten Erzeugung und der Nachfrageschwerpunkte in einem Verteilungsnetz sowie der zeitliche Einspeiseverlauf wirken sich wie folgt auf die Übertragungsverluste aus⁶² [153]. Die Übertragungsverluste verringern sich, wenn sich die Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung in der Nähe von Netzknoten mit angeschlossenen Verbrauchern befinden. Sie werden darüber hinaus minimal, wenn der zeitliche Verlauf der Elektrizitätserzeugung mit dem der Nachfrage an den jeweiligen Netzknoten übereinstimmt. Der Anschluss von Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung relativ weit entfernt von Netzknoten mit bedeutender Elektrizitätsnachfrage, wie zum Beispiel am Ende von Netzstrahlen, kann dagegen zu einer Umkehr der Lastflussrichtung und einem Anstieg der Übertragungsverluste im betrachteten Netzgebiet führen. Ferner hebt eine nicht bedarfsgerechte Einspeisung der verteilten Elektrizitätserzeugung, zum Beispiel durch wärmegeführte Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung und durch dargebotsabhängige Windkraftanlagen, in Abhän-

⁶¹ Die von einzelnen Verteilungsnetzbetreibern angegebenen Übertragungsverluste sind teilweise höher. So werden zum Beispiel in [150] für die Niederspannungsebene Verluste von 3,1 % zuzüglich 1,5 % Umspannverluste genannt.

⁶² So werden zum Beispiel in den Arbeiten [152]-[154] explizit Übertragungsverluste zur Bestimmung der optimalen Platzierung von Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung in gegebenen Verteilungsnetzen berücksichtigt.

gigkeit der induzierten Lastflusssituation die Höhe der Übertragungsverluste im Verteilungsnetz an. Übertragungsverluste können weiterhin durch einen ungünstigen Leistungsfaktor der Einspeisung negativ beeinflusst werden.

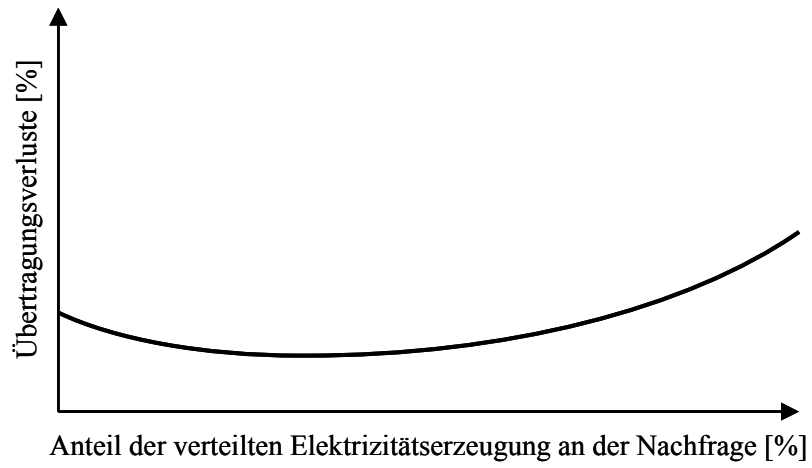


Abb. 2-13: Qualitative Abhängigkeit der Übertragungsverluste vom Anteil der verteilten Elektrizitätserzeugung an der Nachfrage (nach [151])

3 Modellgestützte Planung des Kraftwerks- und Netzbetriebs für Systeme der verteilten Elektrizitätserzeugung

Die folgenden Abschnitte diskutieren die entwickelten und angewandten Methoden zur Bestimmung des kostenoptimalen Betriebs zur Nachfragedeckung bei Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung. Ein Fokus liegt hierbei auf Abschnitt 3.3, der die Modellierung des stationären Netzbetriebs darstellt. Zuvor werden in den Abschnitten 3.1 und 3.2 das in dieser Arbeit verwendete mathematische Optimierungsverfahren sowie der gewählte stochastische Ansatz zur Abbildung von fehlerbehafteten Kurzfristprognosen der Windenergieeinspeisung diskutiert. Der abschließende Abschnitt 3.4 erläutert die Kombination der methodischen Ansätze mit der Abbildung des kostenoptimalen Kraftwerksbetriebs in einem Verteilungsnetz.

3.1 Numerische Optimierungsverfahren

Zielsetzung der numerischen Optimierung ist es, den Wert einer bekannten Zielfunktion Z in Abhängigkeit von Entscheidungsvariablen x_i unter der Berücksichtigung von Nebenbedingungen, oder auch Restriktionen genannt, zu minimieren bzw. zu maximieren⁶³. Das sich ergebende zu lösende Optimierungsproblem, hier als Minimierungsproblem dargestellt, ist im Allgemeinen wie folgt formuliert (nach [155], [156]):

$$\begin{aligned} \text{Minimiere} \quad & Z(x_i) = \sum_{i=1}^n c_i x_i \\ \text{unter den Nebenbedingungen} \quad & \sum_{i=1}^n A_{ji} x_i \geq b_j \quad \text{für } j = 1, \dots, m \\ & \text{und } x_i \geq 0 \quad \text{für } i = 1, \dots, n \end{aligned} \quad (3-1)$$

Die Ungleichungen $A_{ji}x_i \geq b_j$, die die zu beachtenden Nebenbedingungen definieren, lassen sich mit sogenannten Schlupfvariablen w_j in Gleichungen $A_{ji}x_i + w_j = b_j$ transformieren.

Die Optimierungsprobleme können in Abhängigkeit der Ausgestaltung der Zielfunktion, der Nebenbedingungen sowie der Entscheidungsvariablen unterschieden werden. Lineare Optimierungsprobleme weisen sowohl eine lineare Zielfunktion als auch lineare Nebenbedingungen auf. Der durch die Nebenbedingungen aufgespannte zulässige Lösungsraum eines linearen Optimierungsproblems bildet, sofern er nicht unbeschränkt ist, stets ein konvexes Polyeder. Es kann abgeleitet werden, dass sich in mindestens einem der Eckpunkte des aufgespannten konvexen Polyeders eine optimale Lösung des Optimierungsproblems befindet. Weiterhin kann gezeigt werden, dass stets das globale Optimum erreicht wird, das heißt im

⁶³ Generell entspricht eine Minimierung durch Multiplikation mit -1 einer Maximierung.

Falle eines Minimierungsproblems existiert dann keine weitere Lösung mit einem niedrigeren bzw. im Falle eines Maximierungsproblems mit einem höheren Zielfunktionswert. Mit der gängigsten Methode zur Lösung von linearen Optimierungsproblemen, dem Simplex-Algorithmus nach [157], werden in einer festgelegten Folge die einzelnen Ecken des zulässigen Lösungsraumes abgesucht, bis der Zielfunktionswert sich nicht weiter verringert bzw. vergrößert. Daneben gibt es noch weitere Verfahren zur Lösung von linearen Optimierungsproblemen, diese sind dem Simplex-Verfahren jedoch nur bei hier nicht weiter diskutierten Spezialfällen überlegen.

Der Einfluss von Nebenbedingungen auf die Höhe der optimalen Lösung von linearen Optimierungsproblemen lässt sich anhand der zugehörigen dualen Variablen, die auch als marginale Grenzkosten, Schattenpreise oder Opportunitätskosten bezeichnet werden, quantifizieren [155], [156]. Liegt eine optimale Lösung vor, beschreiben Dualvariablen y_j die Änderung des Zielfunktionswertes des ursprünglichen Problems nach Gleichung (3-1), das als das primale Problem bezeichnet wird, bei einer marginalen Änderung der rechten Seite b_j der entsprechenden Nebenbedingung um eine Einheit⁶⁴. Das dazugehörige duale Optimierungsproblem ist wie folgt definiert:

$$\begin{aligned} &\text{Maximiere} && Z(y_j) = \sum_{j=1}^m b_j y_j \\ &\text{unter den Nebenbedingungen} && \sum_{j=1}^m A_{ij} y_j \leq c_i \quad \text{für } i = 1, \dots, n \\ &&& \text{und } y_j \geq 0 \quad \text{für } j = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (3-2)$$

Im Unterschied zu dem hier diskutierten primalen Optimierungsproblem, das dem Ziel der Minimierung folgt, wird der Zielfunktionswert des zugehörigen dualen Optimierungsproblems maximiert. Dagegen entsprechen die Zielfunktionskoeffizienten des primalen Problems den rechten Seiten der Nebenbedingungen des dualen Problems, und die rechten Seiten der Nebenbedingungen des primalen Problems stimmen mit den Zielfunktionskoeffizienten des dualen Problems überein. Damit entspricht die Anzahl der Nebenbedingungen des primalen Problems der Anzahl der Variablen des dualen Problems, weiterhin ist die Anzahl der primalen Variablen gleich der Anzahl der Nebenbedingungen des Dualproblems. Um die später in Abschnitt 3.4.2 genutzten Zusammenhänge zwischen dem primalen und dem dualen Optimie-

⁶⁴ So kann zum Beispiel mit linearen Elektrizitätsmarktmodellen angegeben werden, um wie viel sich der Zielfunktionswert bei Anhebung der rechten Seite der Restriktion der zu deckenden Elektrizitätsnachfrage um eine Einheit erhöht. Die resultierenden marginalen Grenzkosten werden dann als Elektrizitätspreis interpretiert, siehe [158] für eine weitere Diskussion.

rungsproblem zu charakterisieren, wird im Folgenden auf wesentliche Eigenschaften der sogenannten Dualität von Optimierungsproblemen eingegangen⁶⁵.

Das schwache Dualitätstheorem sagt aus, dass der Zielfunktionswert der dualen Lösung eine obere Grenze für den Zielfunktionswert des primalen Optimierungsproblems darstellt:

$$\sum_{i=1}^n c_i x_i \leq \sum_{j=1}^m b_j y_j \quad (3-3)$$

Hierbei stellt x_i eine zulässige aber nicht notwendigerweise die optimale Lösung des primalen Problems dar. Die gegebenenfalls verbleibende Differenz zwischen den beiden Zielfunktionswerten wird als Dualitätslücke bezeichnet. Eine wesentliche Erweiterung stellt das starke Dualitätstheorem dar. Es besagt, dass für die optimale Lösung des primalen x_i^* und des dualen y_j^* Optimierungsproblems die Zielfunktionswerte des primalen und dualen Problems identisch sind:

$$\sum_{i=1}^n c_i x_i^* = \sum_{j=1}^m b_j y_j^* \quad (3-4)$$

Liegt also die optimale Lösung des dualen Optimierungsproblems vor, entsprechen somit die Werte der Dualvariablen y_j^* den Schattenpreisen der zugehörigen Nebenbedingungen des zu minimierenden Primalproblems.

Darüber hinaus sind die sogenannten Komplementaritätsbedingungen gültig, nach denen zulässige Lösungen nur dann optimale Lösungen des primalen Problems x_i^* und des dualen Problems y_j^* sind, wenn folgendes gilt:

$$y_j^* (A_{ji} x_i^* + w_j^* - b_j) = 0 \quad (3-5)$$

$$(c_i - A_{ij} y_j^* - z_i^*) x_i^* = 0 \quad (3-6)$$

Ist die optimale Lösung des dualen Problems $y_j^* > 0$, so gilt für die zugehörige Restriktion des primalen Problems $A_{ji} x_i^* = b_j$, siehe oben, und die dazu gehörende Schlupfvariable w_j^* ist gleich Null, siehe Gleichung (3-5). Wenn hingegen die Dualvariable y_j^* bei einer optimalen Lösung gleich 0 ist, so ist aufgrund Gleichung (3-4) die Schlupfvariable $w_j > 0$ und damit die dazugehörige Nebenbedingung $A_{ji} x_i \geq b_j$ nicht bindend. Die analogen Schlussfolgerungen gelten für Gleichung (3-6). Die Komplementaritätsbedingungen bewirken also, dass Grenzkosten für eine Nebenbedingung nur dann existieren, wenn die Nebenbedingung des primalen Problems vollständig ausgeschöpft bzw. bindend ist. Ist dagegen die Nebenbedingung des

⁶⁵ Auf eine Darstellung der mathematischen Beweise wird hier verzichtet.

primalen Problems nicht bindend, so ergeben sich Grenzkosten von Null, d.h. die Kosten für die Erhöhung der rechten Seite b_j sind gleich Null.

Die die Realität beschreibende Abhängigkeiten sind zumeist nichtlinear. So werden zum Beispiel die Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrads von Erzeugungsanlagen vom Teillastbetrieb, siehe Abschnitt 3.4.2, oder die Restriktionen des elektrischen Lastflusses, siehe Abschnitt 2.4.2, durch nichtlineare Funktionen beschrieben. Wenn diese nichtlinearen Abhängigkeiten nicht mit linearen Funktionen approximiert werden können, ist die Formulierung eines nichtlinearen Optimierungsproblems erforderlich. Nichtlineare Optimierungsprobleme besitzen im Gegensatz zu linearen Optimierungsproblemen eine nichtlineare Zielfunktion und/oder mindestens eine nichtlineare Nebenbedingung. Die nichtlineare Formulierung eines Optimierungsproblems führt in der Regel zu einem wesentlich höheren Rechenaufwand. Darüber hinaus ist bei Problemen mit nichtkonvexen Bestandteilen, zum Beispiel mit nichtkonvexen Nebenbedingungen, nicht gewährleistet, dass ein gefundenes Optimum das globale Optimum des Problems beschreibt.

Aufgrund der unterschiedlichen Ausprägungen von nichtlinearen Optimierungsproblemen wurde in Abhängigkeit der Problemmerkmale eine Vielzahl von Lösungsmethoden entwickelt. Das in dieser Arbeit entwickelte und angewandte Optimierungsmodell weist eine Gruppe von nichtlinearen Restriktionen zur Beschränkung der übertragbaren Leistung auf, siehe Abschnitt 3.4.3.3. Der hierfür verwendete Lösungsalgorithmus CONOPT basiert auf den gängigen Karush-Kuhn-Tucker-Bedingungen (KKT) [159], [160]. Es kann gezeigt werden, dass bei konvexen Optimierungsproblemen die Einhaltung der KKT-Bedingungen stets zu einem globalen Optimum führt. Die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems werden mittels Lagrange-Multiplikatoren in die Zielfunktion eingebunden und die sogenannte Lagrange-Funktion gebildet. Die jeweiligen Lagrange-Multiplikatoren dienen zur Beschreibung einer Verletzung einer Nebenbedingung als Strafkosten. Das resultierende Optimierungsproblem wird anschließend iterativ gelöst, indem die Suchrichtung nach einer optimalen Lösung sequentiell festgelegt wird. Hierzu wird das verallgemeinerte reduzierte Gradientenverfahren nach [161], [162] berücksichtigt. Für einen Teil der Iterationen werden in der verwendeten Version von CONOPT die Ansätze der Sequentiellen Quadratischen Programmierung (SQP) angewandt, mit der die Hessesche Matrix, also die Matrix der zweiten Ableitung, der Lagrange-Funktion angenähert wird. Auf dieser Basis wird ein Unterproblem mit quadratischer Zielfunktion gebildet, das zur Bestimmung der Suchrichtung des übergeordneten Optimierungsproblems dient. Für eine detailliertere Darstellung des Lösungsalgorithmus von CONOPT siehe [163].

Den bisher diskutierten Kategorien der Optimierungsprobleme ist gemein, dass die verwendeten Entscheidungsvariablen als kontinuierliche Zahlen definiert sind. Auf dieser Grundlage können zum Beispiel der An-/Aus-Status von Elektrizitätserzeugungsanlagen und damit verbundene Restriktionen, wie zum Beispiel der Mindestleistung, nicht exakt beschrieben werden. Dies ist mit einer gemischt-ganzzahliger Formulierung von linearen bzw. nicht-

linearen Optimierungsproblemen möglich. Hierbei ist eine Teilmenge der Entscheidungsvariablen x_i ganzzahlig, also $x_j \in \mathbb{Z}$ mit $j \in i$. Ein Sonderfall stellt die gemischt-ganzzahlige Problemformulierung mit binären Variablen dar, d. h. $x_j \in \{0,1\}$ mit $j \in i$, mit denen sich in Optimierungsproblemen der An-/Aus-Status von einzelnen Elektrizitätserzeugungsanlagen eindeutig bestimmen lässt. Im Wesentlichen werden für gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme zwei Lösungsprinzipien unterschieden. Zum einen ist die Gruppe der heuristischen Verfahren zu nennen. Diese Verfahren wurden jeweils für spezielle Problemstrukturen entwickelt, führen jedoch im Allgemeinen nicht zwangsläufig zu einem Optimum. Eine Übersicht zu heuristischen Verfahren gibt zum Beispiel [156]. Daneben stehen sogenannte exakte Verfahren zur Verfügung, von denen das Branch-and-Bound-Verfahren wesentliche Bedeutung erlangt hat. Dieses Verfahren geht auf [164] zurück und basiert auf einem Suchbaum, dessen Verzweigungen (branches) das Optimierungsproblem in Teilprobleme untergliedert. Durch iteratives Betrachten der einzelnen Teilprobleme werden diejenigen Verzweigungen ausgesondert, die zu keiner optimalen Lösung führen. Dies erfolgt durch Bestimmung von zulässigen Lösungen der einzelnen Teilprobleme und deren Vergleich mit unteren und oberen Schranken (bounds). Bei Minimierungsproblemen wird die obere Schranke eines Teilproblems durch eine weitere zulässige Lösung des Problems vorgegeben. Die untere Schranke entspricht bei einer Minimierung oftmals der optimalen Lösung des zugehörigen linear relaxierten Teilproblems, das durch Lockerung oder Nichtbeachtung von Nebenbedingungen gebildet wird. Überschreitet eine zulässige Lösung eines Teilproblems eine der beiden Schranken, so kann das entsprechende Teilproblem vom weiteren Lösungsprozess ausgeschlossen werden. Das Branch-and-Bound-Verfahren ist sowohl bei linearen als auch nicht-linearen gemischt-ganzzahligen Problemen anwendbar, jedoch steigt der Rechenaufwand mit der Problemgröße exponentiell an.

3.2 Stochastische Programmierung

Zur Bestimmung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes sind neben den zum Zeitpunkt der Einsatzentscheidung bekannten Randbedingungen, wie zum Beispiel der momentane Betriebsstatus der betrachteten Elektrizitätserzeugungsanlagen und die momentan zu deckende Nachfrage, auch in der Zukunft liegende und mit Unsicherheiten behaftete Größen zu berücksichtigen. Dieser Umstand ist zum einen durch intertemporale Restriktionen des Betriebs von Elektrizitätserzeugungsanlagen und -speichern, siehe Abschnitt 3.4.3.2, und zum anderen durch die Ausgestaltung von Elektrizitätsmärkten wie zum Beispiel des Spotmarkts bedingt, siehe Abschnitt 2.3. Ein markantes Beispiel für unsichere Größen, im Folgenden mit ω bezeichnet, ist die fehlerbehaftete Kurzfristprognose der Windenergieeinspeisung [48], [49]. Sind Entscheidungen zu treffen, bevor die Ausprägung von unsicheren Größen bekannt wird, wird von einer „here-and-now“-Situation gesprochen. Um Entscheidungen „here-and-now“ treffen zu können, ist zunächst eine Antizipation der unsicheren Größen erforderlich. Somit führen unsichere Größen ebenfalls zu Unsicherheiten bezüglich der Entscheidungen und des

optimalen Zielfunktionswertes von Optimierungsproblemen. Erst wenn im weiteren Zeitverlauf die Ausprägungen der zuvor unsicheren Größen bekannt werden, können die vorangegangenen „here-and-now“ Entscheidungen an die tatsächliche Ausprägung der unsicheren Größen angepasst werden. Im Gegensatz dazu ist es bei einer „wait-and-see“-Situation möglich, die Realisierung der unsicheren Größen abzuwarten und danach Entscheidungen zu treffen.

Auf Basis der deterministischen Programmierung ist es nur möglich, einen singulären Wert der unsicheren Größe wie zum Beispiel den Erwartungswert der Kurzfristprognose der Windenergieeinspeisung zu beschreiben. Das hiermit erhaltene Ergebnis des Kraftwerkseinsatzes ist jedoch nur optimal gegenüber diesem singulären Wert der Kurzfristprognose der Windenergieeinspeisung. Mit den Methoden der stochastischen Programmierung können dagegen weitere ebenfalls mögliche Ausprägungen von unsicheren Größen ω zur Ableitung des optimalen Modellergebnisses mit in die Betrachtung aufgenommen werden, siehe zum Beispiel [165]-[168]. Hierzu wird eine Funktion der Eintrittswahrscheinlichkeiten der möglichen Ausprägungen angenommen. In Abhängigkeit der Rahmenbedingungen des definierten Optimierungsproblems⁶⁶ wird mit der stochastischen Programmierung im Vergleich zu deterministischen Methoden ein in der Regel robusteres und optimaleres Ergebnis erreicht. Zur Bestimmung des Nutzens der stochastischen Programmierung wird der hier nicht näher diskutierte Value of Stochastic Solution als Differenz des Zielfunktionswertes der deterministischen und der stochastischen Problemformulierung herangezogen⁶⁷, siehe zum Beispiel [167]. Bei der Bestimmung des Value of Stochastic Solution ist die Definition der deterministischen Abbildung der unsicheren Größe und der stochastischen Abbildung der Eintrittswahrscheinlichkeiten der berücksichtigten Ausprägungen, siehe unten, wesentlich.

Im Rahmen der stochastischen Programmierung kann ein Vektor einer Zufallsgröße $\xi(\omega)$ gegebenenfalls mit einer kontinuierlichen Dichtefunktion $f(\xi)$ charakterisiert werden. Dann ist die Wahrscheinlichkeit Π , dass sich ξ in einem Intervall $[a,b]$ aufhält, durch

$$\Pi(a \leq \xi \leq b) = \int_a^b f(\xi) d\xi \quad (3-7)$$

gegeben. Die Eintrittswahrscheinlichkeit eines singulären Wertes $\Pi(\xi=a)$ ist bei kontinuierlichen Zufallsgrößen stets gleich Null. Jedoch ist die Abbildung der Verteilung der unsicheren Größe durch kontinuierliche Dichtefunktionen nur in Optimierungsproblemen mit sehr geringer Komplexität möglich [169]. In Optimierungsmodellen, die reale Anwendungsfälle be-

⁶⁶ Als Beispiel für relevante Rahmenbedingungen von Elektrizitätssystemmodellen ist die bereits erwähnte intertemporale Inflexibilität von Elektrizitätserzeugungs- und Speicheranlagen und von Marktstrukturen zu nennen.

⁶⁷ Ein weiteres Maß stellt der Expected Value of Perfect Information dar, der Auskunft über den Wert der (zumeist theoretischen) fehlerfreien Kenntnis von unsicheren Größen gibt. Dieses Maß wird durch Vergleich des Zielfunktionswertes des stochastischen Optimierungsproblems und eines hypothetischen Problems mit perfekter Information ermittelt.

trachten, wird die berücksichtigte Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion mittels einer zumeist festen Anzahl an diskreten Ausprägungen ξ_i dargestellt. Die einzelnen Ausprägungen sind mit einer diskreten Verteilung der jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten verbunden:

$$f(\xi_i) = \Pi(\xi = \xi_i) \quad (3-8)$$

Hierbei gilt, dass die Summe der Eintrittswahrscheinlichkeiten stets 1 beträgt:

$$\sum_i \Pi(\xi_i) = 1 \quad (3-9)$$

Die jeweiligen diskreten Größen werden in Form eines Szenariobaums strukturiert. Die einzelnen Verzweigungen⁶⁸ eines Szenariobaums stellen hierbei ein diskretes Szenario, zum Beispiel die Höhe einer Kurzfristprognose der Windenergieeinspeisung in Abhängigkeit des Prognosehorizontes, mit zugeordneter Eintrittswahrscheinlichkeit dar. Abb. 3-1 veranschaulicht beispielhaft einen Szenariobaum, der die Verteilung der betrachteten Zufallsgröße durch zwei Verzweigungsstufen und insgesamt zehn diskrete Größen abbildet. Wesentlich für das erhaltene Optimierungsergebnis ist sowohl die gewählte Anzahl der diskreten Stufen als auch die Verzweigungsstruktur des Szenariobaums, siehe zum Beispiel [169], [170]. Zumeist stellt die verwendete Baumstruktur allerdings einen Kompromiss zwischen einer ausreichend guten Approximation der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der unsicheren Größe und dem Rechenaufwand zur Erreichung eines optimalen Ergebnisses dar. Weiterhin ist die angewandte Methode zur Generierung der mit den diskreten Szenarien beschriebenen Zufallsgrößen relevant. Zwei wesentliche Methoden stellen die Simulation der unsicheren Größen und anschließende Reduktion der Szenarienzahl nach [171], [172] sowie das sogenannte Moment Matching dar [173]. Mit letzterer Methode werden auf Basis eines Optimierungsproblems die Inhalte der diskreten Szenarien so bestimmt, dass ausgewählte Eigenschaften der zu beschreibenden unsicheren Größe, wie zum Beispiel die im Voraus ermittelten Momente der Verteilung der unsicheren Größe⁶⁹, möglichst gut approximiert werden. Die für diese Arbeit verwendete Methode der Simulation des Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung und die nachfolgende Reduktion der diskreten Szenarien sind in Anhang A näher dargestellt.

⁶⁸ Die einzelnen Verzweigungen eines Szenariobaums werden auch „Blätter“ genannt.

⁶⁹ Wesentliche Momente einer Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion sind deren Erwartungswert, Varianz, Schiefe und Kurtosis.

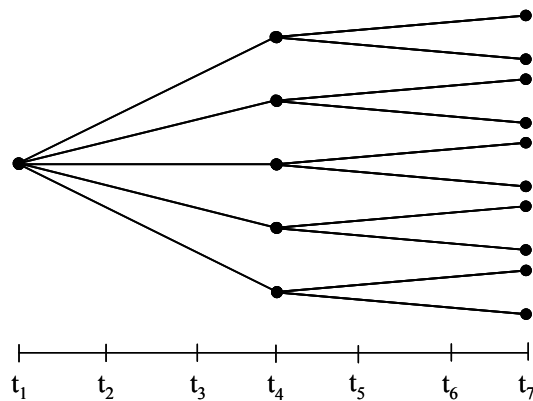


Abb. 3-1: Illustration eines Szenariobaums zur Abbildung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion einer Zufallsgröße mit zwei Verzweigungsstufen und zehn diskreten Größen

Das für diese Arbeit entwickelte und angewendete Optimierungsmodell folgt der zweistufigen stochastischen Programmierung mit Rekursion⁷⁰. Als unsichere Zufallsgröße wird hierbei die Prognose der Windenergieeinspeisung⁷¹ beschrieben, siehe auch Abschnitt 3.4.1. Zweistufige Optimierungsmodelle mit Rekursion weisen die beiden folgenden Entscheidungsstufen auf:

1. Erststufenentscheidungen, die vor Realisierung der unbekanntenen Größen „here-and-now“ getroffen werden müssen. Hierzu wird ein singulärer Wert der unbekanntenen Größe, wie hier der Erwartungswert der Windenergieprognose, berücksichtigt. Dieser Erwartungswert wird zum Beispiel durch Ermittlung des mit den jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten gewichteten Mittelwerts der mit einem Szenariobaum beschriebenen Ausprägungen der unsicheren Windenergieprognose gebildet. Als wesentliches Element der stochastischen Programmierung ist mit sogenannten Nicht-Antizipativitätsbedingungen zu gewährleisten, dass die Erststufenentscheidungen unabhängig von der szenarioabhängigen Ausprägung der unsicheren Größen getroffen werden und damit für alle Szenarien identisch sind.
2. Wird im Zeitverlauf die Ausprägung der unsicheren Größen bekannt, können mit Rekursions- bzw. Zweitstufenentscheidungen die Erststufenentscheidungen rückgängig oder angepasst werden. Dies erfolgt entsprechend den Ausprägungen der zuvor unsicheren Größen in den jeweiligen diskreten Szenarien. Hierbei müssen die geltenden Restriktionen des Optimierungsproblems, wie hier des Kraftwerks-, Speichers- und Netzbetriebs beachtet werden, siehe Abschnitte 3.3 und 3.4.

⁷⁰ Ebenfalls ist in der deutschsprachigen Literatur die Bezeichnung zweistufige stochastische Programmierung mit Kompensation zu finden [174].

⁷¹ Im Bereich der Elektrizitätssystemanalyse finden sich weitere Anwendungen der stochastischen Programmierung zur Bestimmung des optimalen Kraftwerksbetriebs bei stochastischer Abbildung zukünftiger Brennstoff- und Elektrizitätspreise, des Wasserzuflusses in Speicherwasserkraftwerke, der Nachfrage sowie der Windenergieeinspeisung. [175] und [176] geben hierzu eine Übersicht.

Erststufenentscheidungen werden im Allgemeinen durch die Entscheidungsvariablen x_i beschrieben, während Rekursionsentscheidungen mit $y(\omega, x_i)$ zusammengefasst werden. Damit ergibt sich die folgende Reihenfolge der Entscheidungen [167]:

$$x_i \rightarrow \xi(\omega) \rightarrow y(\omega, x_i)$$

Das zweistufige stochastische Optimierungsproblem mit Rekursion geht auf [177] zurück und ist wie folgt formuliert:

$$\text{Minimiere } Z(\omega, x_i) = \sum_{i=1}^n c_i x_i + E_{\xi} [\min q(\omega) y(\omega, x_i)]$$

$$\text{unter den Nebenbedingungen } A_{ji} x_i \geq b_j \quad i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, m$$

(3-10)

$$\text{und } T(\omega) x_i + W(\omega) y(\omega, x_i) = h(\omega)$$

$$\text{und } x_i \geq 0; y(\omega, x_i) \geq 0$$

Die Zielfunktion $Z(\omega, x_i)$ besteht aus den deterministischen Termen $c_i x_i$ der Erststufenentscheidungen sowie aus dem Erwartungswert der zu minimierenden zweiten Stufe $q(\omega) y(\omega, x_i)$, die alle Realisierungen der diskret abgebildeten Zufallsgrößen $\xi(\omega)$ mit den jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten $\Pi(\xi)$ berücksichtigt. Durch diese Kombination werden die Erststufenentscheidungen x_i so gewählt, dass die später im Zeitverlauf durchzuführenden Rekursionsentscheidungen kostenminimal erfolgen. Mit den Restriktionen $T(\omega) x_i + W(\omega) y(\omega, x_i) = h(\omega)$ werden alle Nebenbedingungen beschrieben, die sowohl Erststufen- als auch Rekursionsentscheidungen umfassen. Hierbei sind die hierfür zu berücksichtigende Transitionsmatrix $T(\omega)$, die Rekursionsmatrix $W(\omega)$ sowie die Parameter der rechten Seite $h(\omega)$ von den unsicheren Größen abhängig. Ferner muss beachtet werden, dass die Rekursionsentscheidungen $y(\omega, x_i)$ nur für die betrachteten Ausprägungen der unsicheren Zufallsgrößen $\xi(\omega)$ gültig sind. So werden bei anderen Ausprägungen des Vektors der berücksichtigten unsicheren Größen ω andere Rekursionsentscheidungen getroffen. Damit ist das erhaltene Optimierungsergebnis von der Struktur und Generierung der Szenariobäume abhängig, siehe oben.

Wird die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der unsicheren Zufallsgrößen $\xi(\omega)$ mit diskreten Größen dargestellt, so kann das sogenannte deterministische Äquivalent der zweiten Stufe abgeleitet werden. Hierfür wird für die zweite Stufe das folgende Optimierungsproblem unter Berücksichtigung der Erststufenentscheidung x_i gebildet:

$$\text{Minimiere } Q(\omega, x_i) = \sum_{i=1}^n q(\omega) y(\omega, x_i)$$

$$\text{unter den Nebenbedingungen } W(\omega) y(\omega, x_i) = h(\omega) - T(\omega) x_i \quad (3-11)$$

$$\text{und } y(\omega, x_i) \geq 0$$

Mit dem Erwartungswert der zweiten Stufe $E_{\xi}[Q(x_i)]$ kann das deterministische äquivalente Optimierungsproblem abgeleitet werden:

$$\text{Minimiere } Z(x_i) = \sum_{i=1}^n c_i x_i + E_{\xi}[Q(x_i)]$$

$$\text{unter den Nebenbedingungen } A_{ji} x_i \geq b_j \quad i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, m \quad (3-12)$$

$$\text{und } x_i \geq 0$$

Die Größe des deterministischen Äquivalents der zweiten Stufe (3-11) ist linear abhängig von der Anzahl der diskret beschriebenen Szenarien bzw. von der Anzahl der Verzweigungen des Szenarienbaums. Damit steigt der Rechenaufwand zur Lösung eines stochastischen Optimierungsproblems mit Rekursion mit zunehmender Szenarienzahl ebenfalls stark an. Gegebenenfalls werden Lösungsverfahren erforderlich, die zum Beispiel das Optimierungsproblem entsprechend der Struktur des deterministischen Äquivalents in kleinere Teilprobleme zerlegen und diese mit herkömmlichen Methoden lösen. Eine Möglichkeit hierfür stellt die sogenannte Benders Dekomposition dar [178]. Weitere Verfahren sind zum Beispiel in [167], [179] beschrieben.

Eine Erweiterung stellt die mehrstufige stochastische Programmierung mit Rekursion dar. Mit diesem Verfahren werden bereits erste Rekursionsentscheidungen getroffen, nachdem im zeitlichen Verlauf die Ausprägung nur ein Teil der unsicheren Größen bekannt geworden ist. Die Verteilung der verbliebenen unsicheren Größen wird durch die jeweils nachfolgende Stufe beschrieben. Vergleichbar zur zweistufigen stochastischen Programmierung mit Rekursion werden alle Stufen in einer Zielfunktion berücksichtigt und durch Nebenbedingungen kombiniert. Aufgrund der exponentiell ansteigenden Zahl der Szenarien bedingt die mehrstufige stochastische Programmierung mit Rekursion jedoch einen hohen Rechenaufwand.

3.3 Modellierung des Netzbetriebs

Fundamentalanalytische Elektrizitätssystemmodelle, zum Beispiel zur Beschreibung der kostenoptimalen Nachfragedeckung, siehe [180], [181], sind oftmals als sogenannte Punktmodel-

le ausgeführt. Hierbei werden die Elektrizitätserzeugung und -nachfrage vollständig aggregiert in einem räumlichen Punkt dargestellt und Restriktionen des Netzbetriebs nicht berücksichtigt. Entsprechende Modellierungsansätze zur Betrachtung von Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung sind zum Beispiel in [182], [183] beschrieben. Die mit Punktmodellen erhaltenen Ergebnisse sind allerdings nicht realistisch, wenn aufgrund des abgeleiteten kostenoptimalen Kraftwerksbetriebs bei Berücksichtigung der Netzstruktur netzbetriebliche Restriktionen des beschriebenen Elektrizitätssystems verletzt würden [184], [185]. Eine nachträgliche Überprüfung der Einhaltung der Netzrestriktionen durch Simulation des sich ergebenden elektrischen Lastflusses und eine gegebenenfalls manuelle Anpassung des Kraftwerksbetriebs bei einer möglichen Überschreitung, wie zum Beispiel in [186] und [187] nach dem Ansatz der Benders Dekomposition vorgeschlagen, führt dabei nicht zwingend zu einem kostenoptimalen Ergebnis des Systembetriebs.

Ein erster Schritt zur Berücksichtigung von netzbetrieblichen Restriktionen bereits während der Ableitung des kostenoptimalen Kraftwerksbetriebs stellen Zonalmodelle dar⁷². Diese Modelle beschreiben Netzgebiete bzw. -zonen, in denen in der Regel keine betrieblichen Restriktionen auftreten, räumlich aggregiert in einem Punkt, siehe zum Beispiel Abb. 3-2. Zwischen diesen Zonen werden die vorhandenen Elektrizitätsleitungen zu einer Verbindung aggregiert und deren maximal verfügbare Übertragungskapazitäten ex-ante vorgegeben. Die Verteilung des elektrischen Lastflusses auf die Verbindungen zwischen den verschiedenen Zonen kann ferner mit ebenfalls ex-ante gebildeten Power Transfer Distribution Factors berücksichtigt werden, siehe [188] für eine detaillierte Diskussion. Diese beschreiben die Auslastung der betrachteten Verbindungen aufgrund der Elektrizitätseinspeisung in einer Zone i und der Nachfrage in einer Zone k . Allerdings ist die Höhe sowohl der maximalen Übertragungskapazitäten als auch der Power Transfer Distribution Factors von der momentanen Erzeugungs- und Nachfragesituation in den verschiedenen Zonen abhängig. Nimmt zum Beispiel die Elektrizitätseinspeisung in einer Netzzone einen anderen geographischen Schwerpunkt ein, so können die ex-ante abgeleiteten maximalen Übertragungskapazitäten und Power Transfer Distribution Factors die Restriktionen des Netzbetriebs gegebenenfalls nicht mehr adäquat beschreiben.

Wird dagegen jeder Netzknoten mit einem sogenannten Nodalmodell einzeln modelliert, so kann die maximale Übertragungskapazität der verschiedenen Leitungen und die Verteilung des elektrischen Lastflusses im betrachteten Elektrizitätsnetz, siehe Abschnitt 2.4.2, detailliert beschrieben werden. Für eine entsprechende Bewertung des Einflusses von Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung auf den Betrieb von Verteilungsnetzen ist ferner die Abbildung des komplexen Leistungsflusses mit Betrachtung des Wirk- und Blindleistungs-

⁷² Zur Beschreibung der Wärmebereitstellung durch Elektrizitätserzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung kann eine Zuordnung von Wärme erzeugenden Anlagen zu weiteren räumlichen Einheiten zur Berücksichtigung von räumlich getrennten Wärmenetzen erfolgen. Die Elektrizitätseinspeisung erfolgt hierbei jedoch weiterhin gedanklich in einem Punkt, siehe zum Beispiel [158].

austauschs zwischen den einzelnen Netzknoten notwendig, siehe zum Beispiel [185], [190], [191] und Abschnitte 2.4.4 und 2.4.5.



Abb. 3-2: Aufteilung des deutschen Übertragungsnetzes in Netzzonen, nach [189]

Im folgenden Abschnitt 3.3.1 wird zunächst die allgemeine Einbindung von Restriktionen zur Beschreibung des komplexen elektrischen Lastflusses in nodalen Elektrizitätssystemmodellen erläutert. Da diese Restriktionen zu einem nichtlinearen Optimierungsmodell führen, dessen Lösung nur mit hohem Aufwand möglich ist, wird in Abschnitt 3.3.2 die linearisierte Beschreibung des komplexen Lastflusses in Verteilungsnetzen dargestellt. Abschließend diskutiert Abschnitt 3.3.3 die Abbildung von Generatoren und Blindleistungskompensationsanlagen.

3.3.1 Modellendogene Beschreibung des elektrischen Lastflusses

Die modellendogene Beschreibung des stationären elektrischen Lastflusses in einem Elektrizitätssystem erfordert eine detaillierte Abbildung der zu Grunde liegenden Netzstruktur. Dies umfasst die Beschreibung der vorliegenden Netzimpedanzen und thermischen Grenzkapazitäten der einzelnen Leitungen. Wesentliche Bedingung für die Berücksichtigung des elektrischen Lastflusses während der Optimierung des Kraftwerksbetriebs ist, dass an jedem beschriebenen Knoten des betrachteten Elektrizitätsnetzes die Summe aller zu- und abfließenden Leistungen Null ergibt, siehe zum Beispiel [4], [115]. So muss die Elektrizitätserzeugung an einem Netzknoten i zuzüglich der Bilanz der von den benachbarten Netzknoten k zu- und

abfließenden Leistungen der Elektrizitätsnachfrage in diesem Netzknoten entsprechen, siehe auch Abschnitt 2.4.2. Diese Bedingung wird jeweils für Wirk- und Blindleistung getrennt berücksichtigt und es ergeben sich die folgenden Restriktionen⁷³:

$$P_{i,e} - \sum_{k=1}^n P_{i,k} = d_i^p \quad (3-13)$$

$$Q_{i,e} - \sum_{k=1}^n Q_{i,k} = d_i^q \quad (3-14)$$

Aufgrund des gewählten Verbraucherzählpeilsystems gehen dabei die zu- und abfließenden Leistungen mit einem negativen Vorzeichen in die jeweiligen Knotenbilanzen ein, siehe Abschnitt 2.4.2. Zur Beschreibung der sich jeweils zwischen den einzelnen Netzknoten einstellenden Lastflüsse $P_{i,k}$ und $Q_{i,k}$ sind die in Abschnitt 2.4.2 dargestellten Restriktionen (2-4) und (2-5) während der Optimierung zu berücksichtigen. Im resultierenden Gleichungssystem sind hierbei die vier Größen Wirk- und Blindleistungsübertragung sowie Spannungshöhe und Netzleitwinkel durch Modellvariablen darzustellen. Um für die Lösung des Gleichungssystems den Spannungsbetrag und -winkel an den einzelnen Netzknoten auf eine Referenz beziehen zu können, wird ein Knoten als Referenzknoten bzw. Slackknoten definiert. Für diesen Netzknoten werden im Allgemeinen die Nennspannung des betrachteten Netzes sowie ein Winkel von 0° angenommen. Da die Wirk- und Blindleistungseinspeisung im Slackknoten Ergebnis der optimalen Lösung des Gleichungssystems ist, muss dieser Knoten ausreichend große Wirk- und Blindleistungen einspeisen oder aufnehmen können. Daher wird im Regelfall der Slackknoten einem Knoten mit einer leistungsfähigen Netzeinspeisung, wie zum Beispiel ein leistungsfähiges Kraftwerk mit flexibler Blindleistungsbereitstellung oder eine Umspannstation zu einer vorgelagerten Spannungsebene, zugewiesen.

Zusätzlich finden weitere Restriktionen für die modellendogene Beschreibung des komplexen elektrischen Lastflusses Beachtung. So müssen Spannungsbänder eingehalten werden, wie sie unter anderem durch die Norm DIN EN 50160 [146] vorgegeben werden, siehe Abschnitt 2.4.5. Der Spannungsbetrag U_i an den einzelnen Netzknoten wird somit durch die folgenden Ungleichungen, hier zum Beispiel für Verteilungsnetze der Mittel- und Niederspannungsebene, eingeschränkt⁷⁴:

$$0,9 \cdot U_{\text{Nenn}} \leq U_i \leq 1,1 \cdot U_{\text{Nenn}} \quad (3-15)$$

⁷³ Eine detaillierte Beschreibung der entsprechenden Gleichungen im hier Optimierungsmodell findet sich in Abschnitt 3.4.3.1.

⁷⁴ Die relative Spannungsänderung aufgrund der Elektrizitätseinspeisung wird nicht diskutiert, siehe Abschnitt 3.4.3.3.

Die übertragene Leistung ist von dem Netzleitwinkel ϑ zwischen zwei Netzknoten abhängig, siehe Abschnitt 2.4.2. Der Netzleitwinkel kann jedoch nicht beliebige Größen annehmen, da ab einem Winkelbetrag von 90° die Übertragung instabil wird. Um statische Stabilität zu gewährleisten, wird der Netzleitwinkel vom Netzbetreiber unter einem Wert von rund $30^\circ - 40^\circ$ gehalten [3], [148]. Entsprechend gilt für den Netzleitwinkel:

$$-30^\circ \leq \vartheta_{ik} \leq 30^\circ \quad (3-16)$$

Schließlich darf bei der Übertragung von Wirk- und Blindleistung die thermische Leitungskapazität der einzelnen Leitungen nicht überschritten werden:

$$\sqrt{P_{i,k}^2 + Q_{i,k}^2} \leq K_{i,k} \quad (3-17)$$

Die Einbindung der dargestellten Restriktionen des elektrischen Lastflusses sowie der Spannungsbeträge und Netzleitwinkel in ein stochastisches Optimierungsmodell der Kraftwerkseinsatzplanung wurde in den Beiträgen [192] und [193] anhand eines exemplarischen Netzes der Mittelspannungsebene mit drei Netzknoten untersucht. Dieses Elektrizitätsnetz beinhaltet neben einer Anbindung zur vorgelagerten Hochspannungsebene die Einspeisung einer Windkraftanlage sowie einen Elektrizitätsverbraucher. Die Validierung der erhaltenen Wirk- und Blindleistungsflüsse sowie der Spannungsbeträge und Netzleitwinkel durch Betrachtung der modellgestützt erhaltenen Elektrizitätseinspeisung und -nachfrage im exemplarischen Mittelspannungsnetz mit der Netzberechnungssoftware „Interaktives Grafisches Netzplanungssystem Integral“ in der Version 07.03.018, das den elektrischen Lastfluss nach der Newton-Raphson-Methode bestimmt, siehe Abschnitt 3.3.2, ergibt eine fehlerfreie Abbildung des elektrischen Lastflusses [194].

3.3.2 Linearisierte Darstellung der Restriktionen des elektrischen Lastflusses

Die Berücksichtigung der Restriktionen des elektrischen Lastflusses, siehe Gleichungen (2-4) und (2-5), und der Einhaltung der thermischen Leistungskapazität nach Gleichung (3-17) führt zu einem nicht-linearen und nicht-konvexen Optimierungsproblem, dessen Lösbarkeit bei höherer Komplexität des zu betrachteten Elektrizitätsnetzes und bei Berücksichtigung von Unsicherheiten mit stochastischer Programmierung, siehe Abschnitt 3.2, nicht mehr durchgehend gewährleistet ist. So musste zum Beispiel in [192] bereits bei der Betrachtung eines Mittelspannungsnetzes mit drei Netzknoten, siehe vorheriger Abschnitt, zur Erreichung einer Lösung der Modelllauf mehrmals unterbrochen und die Skalierung der Modellvariablen variiert werden. Hierbei können zu diesen Zeitpunkten intertemporale Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes und der Speicherbewirtschaftung nicht berücksichtigt werden. Darüber hinaus ist ein hoher zeitlicher Aufwand zur Lösung des Problems erforderlich. Aus diesen Gründen

wird eine linearisierte Darstellung der Restriktionen des elektrischen Lastflusses angestrebt. Das anzuwendende Linearisierungsverfahren soll dabei eine möglichst hohe Approximationsgüte der tatsächlichen elektrischen Lastflüsse aufweisen und gleichzeitig eine flexible Beschreibung von verschiedenen Strukturen elektrischer Netze wie zum Beispiel Radial- und Maschennetze ermöglichen. Eine Übersicht über die approximative Beschreibung des elektrischen Lastflusses auf der Basis von zahlreichen Methoden geben zum Beispiel [185], [195]-[197].

3.3.2.1 Newton-Raphson-Verfahren

Als leistungsfähige Methode zur numerischen Lösung von nichtlinearen Gleichungssystemen hat sich das Newton-Raphson-Verfahren erwiesen, siehe zum Beispiel [198]. Basierend auf Iterationsschritten wird hierbei das zu lösende nichtlineare Gleichungssystem $f(x) = 0$ für einen bestimmten Betrachtungspunkt linear approximiert. Abb. 3-3 zeigt beispielhaft die ersten beiden Iterationsschritte zur Approximation einer nichtlinearen Gleichung $f(x)$ durch Tangenten, beginnend mit dem Betrachtungspunkt x^p und dem Fehler Δx^p . Für die Tangente des ersten Iterationsschrittes gilt dann $f(x^p + \Delta x^p) = 0$.

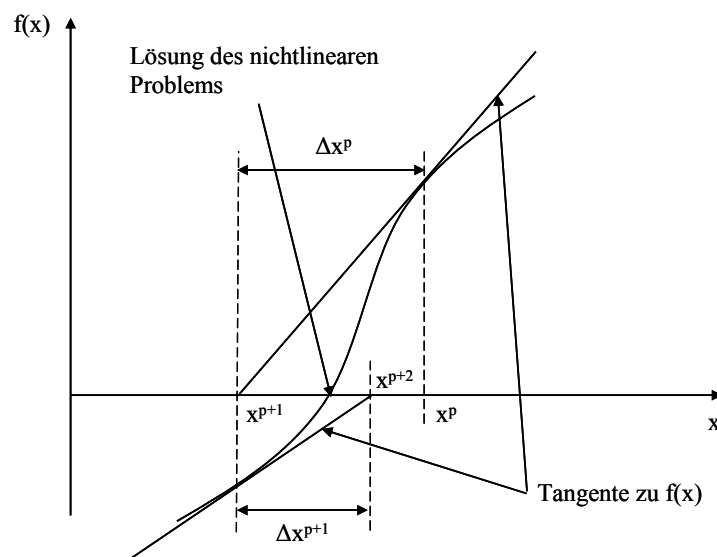


Abb. 3-3: Linearisierung einer nichtlinearen Gleichung durch das Newton-Raphson-Verfahren, Darstellung der ersten beiden Iterationen (nach [198], [199])

Eine Taylor-Reihenentwicklung um den Punkt x^p ergibt:

$$f(x^p + \Delta x^p) = f(x^p) + \Delta x^p f'(x^p) + \frac{(\Delta x^p)^2}{2!} f''(x^p) + \dots = 0 \quad (3-18)$$

Stellt die erste Näherung um den Punkt x^p eine gute Approximation der Lösung dar, so ist Δx^p relativ klein und die Terme höher als der 1. Ordnung können näherungsweise vernachlässigt werden. Es gilt dann:

$$f(x^p) + \Delta x^p f'(x^p) = 0 \quad (3-19)$$

Damit kann der Fehler Δx^p anhand der Ableitung erster Ordnung am Punkt x^p bestimmt werden:

$$\Delta x^p = \frac{-f(x^p)}{f'(x^p)} \quad (3-20)$$

Anschließend wird im nächsten Iterationsschritt vom Betrachtungspunkt $x^{p+1} = x^p + \Delta x^p$ ausgegangen. Die Iterationsschritte werden fortgesetzt, bis der verbleibende Fehler x^{p+i} ein vorgegebenes Abbruchkriterium unterschreitet. Gleichung (3-19) kann allgemein auch in der Form $f(x^p) = J \cdot \Delta x^p$ dargestellt werden. Für die linearisierte Approximation eines Gleichungssystems mit n Gleichungen und n Unbekannten erfolgt jeweils eine partielle Ableitung erster Ordnung nach den jeweiligen Unbekannten. Die hierbei entstehende quadratische Matrix J wird als Jacobi-Matrix bezeichnet.

Die Konvergenzeigenschaften des Newton-Raphson-Verfahrens sind stark von der zu approximierenden nichtlinearen Funktion und der Wahl des ersten Betrachtungspunktes abhängig. Eine kleine Anzahl an Iterationsschritten im einstelligen Bereich sind insbesondere bei Funktionen mit stetigen Ableitungen erster Ordnung und einer Wahl des ersten Betrachtungspunktes in ausreichender Nähe der Lösung erforderlich [195]-[199]. Sonst kann die Anwendung des Newton-Raphson-Verfahrens zu Divergenz oder zu Konvergenz mit einer ungewünschten Lösung führen. Weitere Charakteristika der Lösungseigenschaften des Newton-Raphson-Verfahrens und Möglichkeiten zu deren Verbesserung speziell für die Linearisierung von Restriktionen des elektrischen Lastflusses sind in [199] dargestellt.

Die Anwendung des Newton-Raphson-Verfahrens zur Ableitung einer linearisierten Lösung der Restriktionen des elektrischen Lastflusses wurde erstmals in [200] und [201] beschrieben. Hierzu werden die partiellen Ableitungen erster Ordnung der Gleichungen (2-4) und (2-5) nach Spannungsbetrag sowie nach Netzleitwinkel gebildet:

$$\sum_{k=1}^n \Delta P_{i,k} = \sum_{k=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial g_{i,k}} \Delta g_{i,k} + \sum_{k=1}^n \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \Delta U_{i,k} \quad (3-21)$$

$$\sum_{k=1}^n \Delta Q_{i,k} = \sum_{k=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial g_{i,k}} \Delta g_{i,k} + \sum_{k=1}^n \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \Delta U_{i,k} \quad (3-22)$$

Durch Berücksichtigung eines Ausgangspunktes des Spannungsbetrages und des Netzleitwinkels, zum Beispiel die Nennspannung und ein Netzleitwinkel von 0° , erhält man mit anschließender iterativer Entwicklung eine lineare Beschreibung der Abhängigkeiten der Wirk- und Blindleistungsflüsse von Spannungsbetrag und Netzleitwinkel. Dabei werden die jeweiligen Elemente $H_{i,k}$, $K_{i,k}$, $N_{i,k}$ und $L_{i,k}$ zusammenfassend durch die Jacobi-Matrix $J_{i,k}$ beschrieben:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ K & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \vartheta \\ \Delta U \end{bmatrix} = [J] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \vartheta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (3-23)$$

3.3.2.2 Decoupled Newton Load Flow

Die Elektrizitätsübertragung in Netzen, deren Leitungen kleine Resistenzen R im Verhältnis zu den Reaktanzen X aufweisen, so dass $X/R \gg 1$, zeigt im stationären Systemzustand eine starke Wechselbeziehung zwischen Wirkleistungsfluss und Spannungswinkel sowie zwischen Blindleistungsfluss und Spannungsbetrag⁷⁵. Die bei Anwendung des Newton-Raphson-Verfahrens abgeleitete Jacobi-Matrix, siehe Abschnitt 3.3.2.1, beinhaltet daher für die Elemente H und L hohe Werte, siehe Gleichung (3-23). Dagegen repräsentieren die jeweils den Zusammenhang zwischen Wirkleistungsfluss und Spannungsbetrag sowie zwischen Blindleistungsfluss und Spannungswinkel beschreibenden Elemente N und K eine geringe Abhängigkeit. Diesen Umstand ausnutzend, wird in [202] und [203] vorgeschlagen, die Elemente N und K zu vernachlässigen:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \vartheta \\ \Delta U \end{bmatrix} = [J] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \vartheta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (3-24)$$

Mit diesem als Decoupled Newton Load Flow bezeichneten Ansatz erfolgt somit eine entkoppelte Abbildung des Wirk- und Blindleistungsflusses:

$$\Delta P_{i,k} = H_{i,k} \cdot \Delta \vartheta_{i,k} \quad (3-25)$$

$$\Delta Q_{i,k} = L_{i,k} \cdot \Delta U_{i,k} \quad (3-26)$$

Zur Verbesserung der Konvergenzeigenschaften erfolgt eine Division der Gleichungen (3-25) und (3-26) mit der (Nenn-)Spannungshöhe, z. B. [195], [199]:

$$\frac{\Delta P_{i,k}}{U_{\text{Nenn}}} = H_{i,k} \cdot \Delta \vartheta_{i,k} \quad (3-27)$$

$$\frac{\Delta Q_{i,k}}{U_{\text{Nenn}}} = L_{i,k} \cdot \Delta U_{i,k} \quad (3-28)$$

⁷⁵ Dies gilt vor allem für Elektrizitätsnetze der Höchst- und Hochspannungsebene.

Dennoch muss vor allem für die Lösung des Blindleistungsflusses, siehe Gleichung (3-28), ein geeigneter Ausgangspunkt zur Gewährleistung der Konvergenz gewählt werden. Im Vergleich mit der gekoppelten Beschreibung der Wirk- und Blindleistungsflüsse nach Gleichung (3-23) sind darüber hinaus bei einer hohen geforderten Genauigkeit mehr Iterationsschritte erforderlich [199].

3.3.2.3 Fast Decoupled Load Flow

Das Newton-Raphson-Verfahren erfordert für die Herleitung der Jacobi-Matrix nach Gleichung (3-23) mehrere Iterationen bis zur Erlangung der Konvergenz. Während diesem Prozess können die Elemente der Jacobi-Matrix als veränderliche Funktionen in Abhängigkeit der Differenzen des Spannungsbetrags und des Spannungswinkels interpretiert werden. Für die Einbindung der Lastflussrestriktionen in ein numerisches Optimierungsverfahren ist jedoch der Zusammenhang zwischen den Leistungsflüssen in den einzelnen Netzleitungen und den Spannungszuständen an den Netzknoten durch einen unveränderlichen Parameter zu beschreiben. Mit dem in [204] vorgeschlagenen Fast Decoupled Load Flow (FDLF) wird die Iteration zur Bestimmung der in den Gleichungen (3-27) und (3-28) des Decoupled Newton Load Flows berücksichtigten Matrizenelemente H und L nach dem ersten Schritt abgebrochen. Hierzu werden die folgenden weiteren Annahmen getroffen:

1. Der Spannungsbetrag an den jeweiligen Enden einer Leitung ist identisch, so dass $U_i = U_k$, und wird gleich der Nennspannung gesetzt.
2. Der Netzleitwinkel zwischen zwei Netzknoten ist ausreichend gering, so dass in erster Näherung $\cos \vartheta_{i,k} \approx 1$ und $\sin \vartheta_{i,k} \approx 0$ gesetzt werden kann.

Damit ergeben sich die folgenden Restriktionen⁷⁶ [199], [204]:

$$\frac{\Delta P_{i,k}}{U_{\text{Nenn}}} = B'_{i,k} \cdot \Delta \vartheta_{i,k} \quad (3-29)$$

$$\frac{\Delta Q_{i,k}}{U_{\text{Nenn}}} = B''_{i,k} \cdot \Delta U_{i,k} \quad (3-30)$$

Die Elemente der Matrizen $B'_{i,k}$ und $B''_{i,k}$ werden basierend auf den Resistanzen und Reaktanzen sowie der Querkapazität Y_C der einzelnen Leitungen wie folgt bestimmt [208], [209]:

⁷⁶ Die Nichtberücksichtigung der die Blindleistungsübertragung beschreibenden Gleichung (3-30) führt zu dem sogenannten DC Load Flow oder Gleichstromlastfluss. Mit dieser Methode wird Gleichung (3-17) zur Restriktion der Leitungsauslastung aufgrund der alleinigen Beschreibung des Wirkleistungsflusses bei der modellendogenen Abbildung des elektrischen Lastflusses ebenfalls linear. Die Approximationsgüte des DC Load Flows wird in [205]-[207] diskutiert. Um eine gute Approximationsgüte zu erreichen, wird zum Beispiel in [206] unter anderem ein X/R -Verhältnis von mindestens 4 vorausgesetzt.

$$B'_{i,k} = -\frac{X_{i,k}}{R_{i,k}^2 + X_{i,k}^2} \quad \text{für } i \neq k \quad (3-31)$$

$$B'_{i,i} = -\sum_{iek} B'_{i,k} \quad (3-32)$$

$$B''_{i,k} = -\frac{X_{i,k}}{R_{i,k}^2 + X_{i,k}^2} + Y_c \quad \text{für } i \neq k \quad (3-33)$$

$$B''_{i,i} = -\sum_{iek} B''_{i,k} \quad (3-34)$$

Diese Berechnungsvorschriften entsprechen nicht der Darstellung der Erstpublikation des Fast Decoupled Load Flows in [204], in der zum einen bei der Bestimmung von $B'_{i,k}$ die Resistenzen der Netzleitungen vernachlässigt werden⁷⁷. Die Auswirkungen dieses Vorgehens auf die Konvergenz und Approximationsgüte des Fast Decoupled Load Flows in numerischen Optimierungsmodellen erhalten erst in [208], [210] weitergehende Betrachtung, siehe auch weitere Diskussion unten. Darüber hinaus enthalten die Gleichungen (3-33) bis (3-34) die durch die Leitungskapazität C wesentlich bestimmte Querkapazität Y_c . Die Leitungskapazität C ist bei der Bestimmung des Blindleistungsflusses in Elektrizitätsnetzen mit Kabelleitungen, wie das in dieser Arbeit betrachtete Verteilungsnetz, siehe Abschnitt 4.1.1, aufgrund deren charakteristisch hohen Leitungskapazitäten nicht zu vernachlässigen, siehe [3], [116], [199] und [208].

Ein Vergleich der mit dem Fast Decoupled Load Flow berechneten Wirk- und Blindleistungsflüsse an beiden Enden einer Leitung ergibt den gleichen Betrag. Somit werden Übertragungsverluste und das vom Netzbetrieb abhängige Blindleistungsverhalten einer Leitung durch den Fast Decoupled Load Flow nicht berücksichtigt, siehe Abschnitt 2.4.2.

Für die den Fast Decoupled Load Flow kennzeichnende Entkopplung des Wirk- und Blindleistungsflusses, siehe auch die Darstellung des Decoupled Newton Load Flow in Abschnitt 3.3.2.2, ist die Annahme eines großen X/R -Verhältnisses von hoher Relevanz, siehe zum Beispiel [209], [211]. Daher kann für Elektrizitätsnetze mit nicht unbedeutender Resistanz eine verminderte Approximationsgüte des Fast Decoupled Load Flows erwartet werden. In Verteilungsnetzen mit niedriger Spannungsebene und insbesondere mit großen Kabelanteilen ist das X/R -Verhältnis zum Teil deutlich kleiner als eins, siehe auch Abschnitt 4.1.1. So gewinnt in diesen Netzen insbesondere der Einfluss der Wirkleistung auf den Spannungsbetrag an Bedeutung. Um den elektrischen Leistungsfluss mit dem Fast Decoupled Load Flow auch für Elektrizitätsnetze mit kleinen X/R -Verhältnissen mit ausreichender Genauigkeit beschreiben zu können, werden in der Literatur verschiedene methodische Ansätze vorgeschlagen, die im Folgenden diskutiert werden sollen.

⁷⁷ Daneben werden unter anderem bei Bestimmung der Matrix $B'_{i,k}$ die Reaktanzen von Umspannstationen nicht berücksichtigt. Da hier Umspannstationen nicht betrachtet werden sollen, ist dies nicht weiter Gegenstand der Diskussion.

In [212] und [213] werden einzelne Netzleitungen mit einem für die Anwendung des Fast Decoupled Load Flow ungünstigen X/R -Verhältnisses durch zwei oder drei Netzzweige ersetzt. Dabei wird durch Hinzufügen einer parallelen bzw. einer seriellen Reaktanz und durch Kompensation der zusätzlichen Netzelemente die bestehende Struktur des zu betrachtenden Elektrizitätsnetzes geändert. Dieses Vorgehen ist somit vor allem für die Abbildung von Netzen mit wenigen betroffenen Leitungen geeignet. Jedoch kann dieses Verfahren zu Verzerrungen der Spannungsbeträge und daher zu weiteren Abweichungen der Abbildung des elektrischen Lastflusses führen.

Nach [214]-[216] wird durch Umformung der elektrischen Lastflussrestriktionen (2-4) und (2-5) der Einfluss der Resistanzen auf das Lastflussergebnis reduziert. Jedoch ist für die Betrachtung unterschiedlicher Elektrizitätsnetze teilweise ein angepasstes Vorgehen bei der Definition der Lastflussrestriktionen erforderlich. Die in [215] vorgeschlagene Vorgehensweise modifiziert die Matrix $B''_{i,k}$ der den Blindleistungsfluss beschreibenden Gleichung (3-30). Die den Wirkleistungsfluss bestimmende Gleichung (3-29) wird weiterhin durch Einführung von experimentell bestimmten Koeffizienten geändert. Bei Anwendung für Elektrizitätsnetze mit anderen X/R -Verhältnissen müssen diese Koeffizienten erneut nach einem nicht näher definierten experimentellen Verfahren angepasst werden. Der in [216] beschriebene Ansatz beruht auf der Verwendung eines für alle Netzleitungen durchschnittlichen Koeffizienten, eine darüber hinaus gehende Modifizierung setzt identische X/R -Verhältnisse für alle berücksichtigten Netzleitungen voraus. Diese Vorgehensweise ignoriert damit unterschiedliche X/R -Verhältnisse von verschiedenen Leitungstypen wie zum Beispiel Freileitungen und Kabel, die in einem Elektrizitätsnetz vorgefunden werden können.

Basierend auf einer vergleichsweise einfachen Modifikation der Matrizen $B'_{i,k}$ und $B''_{i,k}$ wird in [209] ein weiterer Ansatz zur Betrachtung von Elektrizitätsnetzen mit für die Anwendung des Fast Decoupled Load Flows ungünstigen X/R -Verhältnissen beschrieben. Hierbei werden die Resistanzen der einzelnen Leitungen wahlweise bei der Bildung der Matrizen $B'_{i,k}$ und $B''_{i,k}$ nach den Gleichungen (3-31) und (3-33) berücksichtigt, siehe Tab. 3-1 für eine Übersicht der möglichen Varianten.

Tab. 3-1: Berücksichtigung der Resistanz bei der Bildung der Matrizen $B'_{i,k}$ und $B''_{i,k}$ [209]

	$B'_{i,k}$	$B''_{i,k}$
Variante „BB“	$R_{i,j} \neq 0$	$R_{i,j} \neq 0$
Variante „BX“	$R_{i,j} \neq 0$	$R_{i,j} = 0$
Variante „XB“	$R_{i,j} = 0$	$R_{i,j} \neq 0$
Variante „XX“	$R_{i,j} = 0$	$R_{i,j} = 0$

Die Variante „XB“ entspricht hierbei der in [204] veröffentlichten und weiterhin von [208] aufgrund von empirischen Tests der Konvergenzeigenschaften bei unterschiedlichen X/R -

Verhältnissen bevorzugten Variante. Demgegenüber wird in [209], [210] und [217] der Variante „BX“, also der Berücksichtigung der Resistenzen allein in der Matrix $B'_{i,k}$, bessere Konvergenzeigenschaften zugeschrieben und diese zur linearisierten Beschreibung des elektrischen Lastflusses für Netze mit kleinen X/R -Verhältnissen vorgeschlagen.

Ein weiterer von [217] diskutierter Ansatz stellt die nach dem Newton-Raphson-Verfahren abgeleitete Gleichung (3-23) so um, dass eine separate Bestimmung von Wirk- und Blindleistungsfluss ohne die vom Decoupled Newton Load Flow verlangte Streichung der Matrizelemente K und N ermöglicht wird. Dazu werden die den Wirkleistungsfluss bestimmenden Beziehungen mit k_{ik}/H_{ik} multipliziert und anschließend in die den Blindleistungsfluss beschreibenden Gleichungen eingefügt. Mit dem sich damit ergebenden Gleichungssystem wird die bei Netzen mit kleinen X/R -Verhältnissen nicht zu vernachlässigende Abhängigkeit des Spannungsbetrages vom Wirkleistungsfluss berücksichtigt:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q - K/H \cdot \Delta P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ 0 & L - (K/H) \cdot N \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \vartheta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (3-35)$$

Für die Umsetzung in numerischen Optimierungsmodellen erhält man analog zur Herleitung der Gleichungen (3-29) und (3-30) des ursprünglichen Fast Decoupled Load Flows die Gleichungen (3-36) und (3-37), wobei hier auf eine Berücksichtigung der Querkapazität Y_c verzichtet wird:

$$\Delta P_{i,k} = \frac{X_{i,k}}{R_{i,k}^2 + X_{i,k}^2} \cdot \Delta \vartheta_{i,k} + \frac{R_{i,k}}{R_{i,k}^2 + X_{i,k}^2} \cdot \Delta U_{i,k} \quad (3-36)$$

$$\Delta Q_{i,k} + \frac{R_{i,k}}{X_{i,k}} \cdot \Delta P_{i,k} = \frac{1}{X_{i,k}} \cdot \Delta U_{i,k} \quad (3-37)$$

Vergleichbar dazu wird in [218] auf der Basis eines Koeffizienten die Abhängigkeit zwischen dem Wirkleistungsfluss und der Spannungshöhe berücksichtigt. Die Bestimmung des Koeffizienten erfolgt entweder experimentell für extreme Lastfälle oder entsprechend des Durchschnitts des X/R -Verhältnisses der einzelnen Netzleitungen. Damit wird wie in [216] nicht beachtet, dass in einem Elektrizitätsnetz unterschiedliche Leitungstypen vorhanden sein können.

Mit Ausnahme des Ansatzes auf Basis von [217] ist den oben diskutierten Verfahren gemein, dass die jeweils vorgeschlagenen Modifikationen zur Berücksichtigung kleiner X/R -Verhältnisse auf der Basis von Ergebnissen für exemplarische Elektrizitätsnetze empirisch

ermittelt wurden⁷⁸. Eine analytische Entwicklung dieser Ansätze und deren theoretische Begründung bleiben offen.

In dieser Arbeit wird einerseits angestrebt, mit der linearisierten Beschreibung des elektrischen Lastflusses niedrige X/R -Verhältnisse in dem zu betrachtenden Verteilungsnetz, siehe Abschnitt 4.1.1, explizit zu berücksichtigen. Andererseits soll ein Ansatz zur Anwendung kommen, der ebenfalls für andere Elektrizitätsnetze ohne aufwändige Modifikationen genutzt werden kann. Letztere Anforderung schließt eine von den Kennwerten der einzelnen Netzleitungen abhängige Änderung der Netztopologie sowie eine experimentelle Ermittlung von Koeffizienten bei der Bildung der Restriktionen des elektrischen Lastflusses aus. Zur simultanen Betrachtung von verschiedenen Leitungstypen innerhalb eines Elektrizitätsnetzes sollen weiterhin keine auf der Basis von Durchschnittswerten bestimmten Koeffizienten berücksichtigt werden.

Daher wird im Folgenden die Approximationsgüte des Fast Decoupled Load Flows unter Berücksichtigung der in [208]-[210] diskutierten Modifikationen der Matrizen $B'_{i,k}$ und $B''_{i,k}$ sowie in der mit den Restriktionen (3-36) und (3-37) nach [217] beschriebenen Variante, im Folgenden FDLF-KN genannt, näher untersucht. Grundlage hierfür sind das später in dieser Arbeit betrachtete Verteilungsnetz der Mittelspannungsebene sowie die für die einzelnen Netzknoten definierten Profile der Wirk- und Blindleistungsnachfrage, siehe Abschnitt 4.1.1. Für die Validierung wird von einer vollständigen Deckung der Nachfrage nach Wirk- und Blindleistung durch die in Netzknoten K1 abgebildete Umspannstation ausgegangen, siehe Abb. 4-2. Dieser Netzknoten dient zugleich als Slackknoten, siehe Abschnitt 4.1.1. Am Beispiel des typischen Nachfrageprofils eines Werktags in der Zeitzone Winter wird der sich jeweils ergebende Lastfluss mit dem sich tatsächlich einstellenden Lastfluss verglichen. Das Nachfrageprofil des Werktags in der Zeitzone Winter repräsentiert insgesamt 97 Tage und damit rund 27 % eines Jahres. Um eine für die Zeitzone Winter typische Nachfragehöhe zu erhalten, wird das Nachfrageprofil ohne Berücksichtigung der Dynamisierung skaliert, siehe Abschnitt 4.1.1. Die resultierende Ganglinie der gesamten Scheinleistungsnachfrage im betrachteten Verteilungsnetz ist in Abb. 3-4 dargestellt.

Der Vergleich der jeweiligen Ergebnisse der weiter berücksichtigten Ansätze des Fast Decoupled Load Flows mit dem tatsächlichen Lastfluss basiert auf einer Betrachtung des Verteilungsnetzes mit der Netzberechnungssoftware „Interaktives Grafisches Netzplanungssystem Integral“ in der Version 07.03.018 [194]. Dazu wird in der Netzberechnungssoftware das beschriebene Verteilungsnetz vollständig durch die in Abschnitt 4.1.1 definierten Resistanzen, Reaktanzen sowie den Blindleitwerten B der Querglieder parametrisiert. Mit Festlegung des Abbruchkriteriums für die Iterationen des durch die Netzberechnungssoftware verwendeten

⁷⁸ Die Literatur bezieht sich dabei zumeist auf die von IEEE veröffentlichten Referenznetze [219]. Um in diesen Netzen ungünstige X/R -Verhältnisse zu erhalten, werden die Resistanzen der Leitungen manipulativ erhöht oder die Reaktanzen verringert.

Newton-Raphson-Verfahrens von 0,00001 MW für den Wirkleistungsfluss und von 0,00001 MVar für den Blindleistungsfluss ist eine hohe Genauigkeit der Simulation gewährleistet.

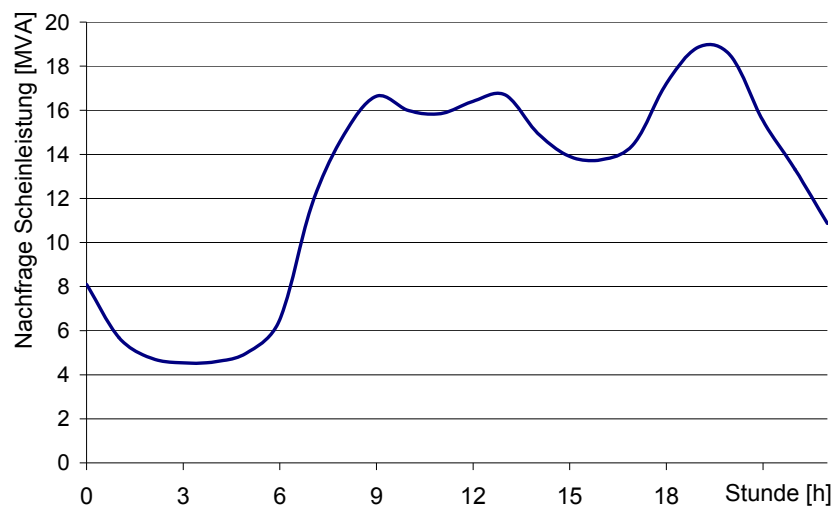


Abb. 3-4: Ganglinie der Scheinleistungsnachfrage des typischen Werktages der Zeitzone Winter im betrachteten Verteilungsnetz zur Validierung des Fast Decoupled Load Flows

Für die Betrachtung der Auswirkungen von Systemen verteilter Elektrizitätserzeugung auf den elektrischen Lastfluss in Verteilungsnetzen sind insbesondere die thermische Auslastung der einzelnen Leitungen sowie die Spannungshöhen an den jeweiligen Netzknoten relevant, siehe Abschnitt 2.4.2 und 2.4.5. Daher werden zur Validierung zunächst die aus den Leitungen in die einzelnen Netzknoten fließenden Scheinleistungen sowie die Knotenspannungen als Kriterien verwendet. Da für die Beschreibung der Betriebskosten von Elektrizitätserzeugungsanlagen die Wirkleistungserzeugung bedeutend ist, siehe Abschnitt 3.4.2, werden darüber hinaus die erhaltenen Wirkleistungsflüsse betrachtet.

Alle berücksichtigten Varianten des Fast Decoupled Load Flows führen zu identischen Abweichungen der Schein- und Wirkleistungsflüsse gegenüber den tatsächlichen Leistungsflüssen. So muss die in den Netzknoten jeweils nachgefragte Wirk- und Blindleistung unabhängig von der Wahl der Abbildung des elektrischen Lastflusses vollständig gedeckt werden. Die bestimmten Lastflüsse wirken sich aber in Abhängigkeit der Varianten des Fast Decoupled Load Flows unterschiedlich auf Spannungshöhen und Netzleitwinkel aus, siehe unten. Die Abweichungen der Lastflüsse sind vor allem auf die fehlende Beschreibung der Übertragungsverluste sowie des Blindleistungsverhaltens der einzelnen Leitungen zurückzuführen, siehe oben. Tab. 3-2 gibt die erhaltenen mittleren absoluten Fehler der jeweils an den verschiedenen Netzknoten aus und in die Leitungen fließenden Schein- und Wirkleistungsflüsse für den betrachteten typischen Werktag im Winter an⁷⁹. Mit Ausnahme der Einspeisung

⁷⁹ Der mittlere absolute Fehler, engl. mean absolute error (Abkürzung MAE), für den betrachteten Tag an einem Netzknoten berechnet sich wie folgt [50]:

an Netzknoten K1 in die Leitung nach Netzknoten K2 hat der Fehler des Wirkleistungsflusses einen geringen Anteil an den Abweichungen des abgebildeten Scheinleistungsflusses. In den weiteren Leitungen, die als Erdkabel ausgeführt sind, siehe Abschnitt 4.1.1, begründen sich demzufolge die Abweichungen des Scheinleistungsflusses im Wesentlichen durch die Beschreibung des Blindleistungsflusses. Mit abnehmender Anzahl der Leitungen zwischen einem betrachteten Netzknoten und dem Einspeisepunkt im Slackknoten K1 nimmt der Fehler des Schein- und Wirkleistungsflusses zu, da sich die Abweichungen der Lastflüsse in den entfernteren Leitungen aufsummieren. Hinzu kommen die relativ großen Resistanz- und Reaktanzbeläge in der Leitung zwischen den Netzknoten K1 und K2, siehe Tab. 4-1. Der größte mittlere absolute Fehler ergibt sich somit für die Lastflüsse zwischen den Netzknoten K1 bis K3 mit einer Scheinleistung von 0,08089 MVA an Knoten K2 und mit einer Wirkleistung von 0,03782 MW an dem einspeisenden Knoten K1. In Bezug auf die Höhe der Lastflüsse beträgt der mittlere absolute prozentuale Fehler im gesamten Verteilungsnetz 3,684 % der Scheinleistung und 0,161 % der Wirkleistung⁸⁰. Bei Gegenüberstellung mit dem zum Beispiel in [205] erreichten und dort tolerierten Fehler von 4,6 % und der in [206] gesetzten Toleranzschranke von 5 % bei Vergleich des DC Load Flows mit dem tatsächlichen Lastfluss erscheinen die erhaltenen Abweichungen ausreichend gering.

Die Abbildung des übertragenen Scheinleistungsflusses durch den Fast Decoupled Load Flow führt generell zu einer Überschätzung der Leitungsauslastung. Damit werden die Belastung der Leitungen und das Auftreten von Netzengpässen konservativ beschrieben. Demgegenüber wird der Wirkleistungsfluss durch die Abbildung des Fast Decoupled Load Flows aufgrund der Vernachlässigung der Wirkleistungsverluste zu niedrig eingeschätzt. Für die Anwendung in numerischen Optimierungsmodellen hat dies somit eine Unterschätzung der Betriebskosten zur Folge. Für Leitungen mit vergleichsweise höheren Abweichungen wird in Abb. 3-5 exemplarisch der Verlauf der tatsächlichen Schein- und Wirkleistungsübertragung (bezeichnet mit „Integral“) mit der Abbildung durch den Fast Decoupled Load Flow während des betrachteten Werktags der Zeitzone Winter verglichen. Entsprechend der in Tab. 3-2 angegebenen mittleren absoluten Fehler sind für die Leitung zwischen den Netzknoten K1 und K2 vergleichsweise höhere Abweichungen erkennbar. Für die Leitungen zwischen den Netzknoten K3, K8 und K9 sind die Fehler des Wirkleistungsflusses sehr gering, die erkennbaren Fehler des modellierten Scheinleistungsflusses sind auf Abweichungen des Blindleistungs-

$$\text{MAE} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} |f_i - y_i|$$

mit f entsprechend des approximierten und y des tatsächlichen Lastflusses.

⁸⁰ Der mittlere absolute prozentuale Fehler, engl. mean absolute percentage error (Abkürzung MAPE), für den betrachteten Tag an einem Netzknoten berechnet sich wie folgt [50], [220]:

$$\text{MAPE} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \left| \frac{f_i - y_i}{y_i} \right|$$

mit f entsprechend des approximierten und y des tatsächlichen Lastflusses.

flusses zurückzuführen. Ferner weisen Stunden mit größeren Leistungsflüssen aufgrund einer höheren Nachfrage im Verteilungsnetz ebenfalls höhere Abweichungen auf. Insgesamt wird jedoch eine für die spätere Einbindung in numerischen Optimierungsmodellen ausreichende Approximation der tatsächlichen Leistungsflüsse erreicht.

Tab. 3-2: Mittlerer absoluter Fehler der linearisierten Abbildung des Schein- und Wirkleistungsflusses aller berücksichtigten Varianten des Fast Decoupled Load Flow

Knoten 1	Knoten 2	Scheinleistung [MVA]	Wirkleistung [MW]
K1	K2	0.05459	0.03782
K2	K1	0.08089	0.01313
K2	K3	0.08089	0.01313
K3	K2	0.07066	0.00204
K3	K4	0.01766	0.00073
K4	K3	0.01501	0.00037
K4	K5	0.01327	0.00039
K5	K4	0.01158	0.00014
K5	K6	0.00774	0.00013
K6	K5	0.00000	0.00000
K3	K8	0.03571	0.00130
K8	K3	0.03571	0.00042
K7	K8	0.00000	0.00000
K8	K7	0.02088	0.00002
K8	K9	0.01737	0.00042
K9	K8	0.01414	0.00020
K9	K10	0.00852	0.00020
K10	K9	0.00295	0.00003
K10	K11	0.00230	0.00002
K11	K10	0.00000	0.00000
Mittelwert		0.02450	0.00353

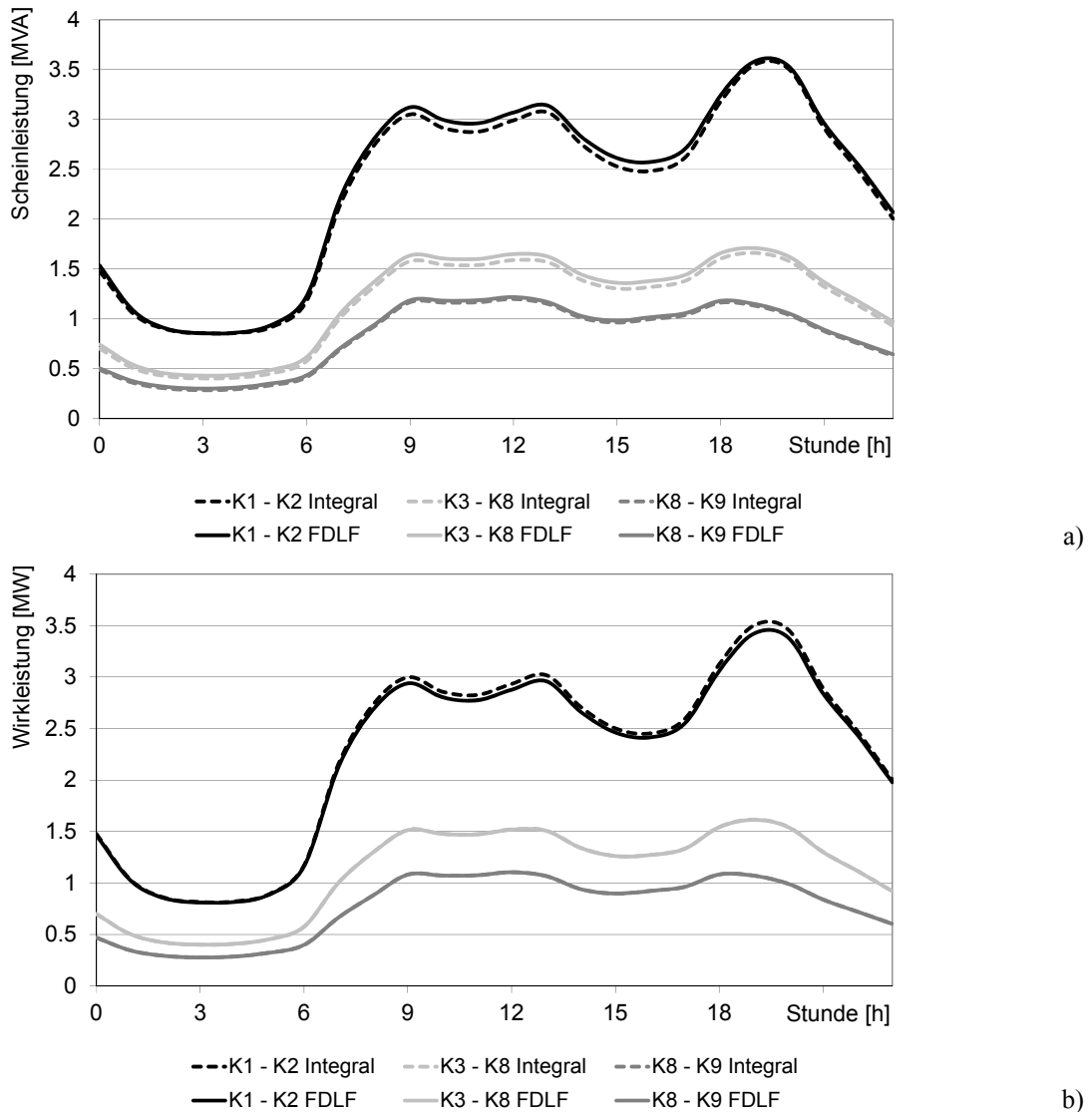


Abb. 3-5: Vergleich des Verlaufs der mit Integral ermittelten tatsächlichen Schein-, a), und Wirkleistungsübertragung, b), mit der Abbildung durch den Fast Decoupled Load Flow für den betrachteten Werktag in der Zeitzone Winter für ausgewählte Leitungen

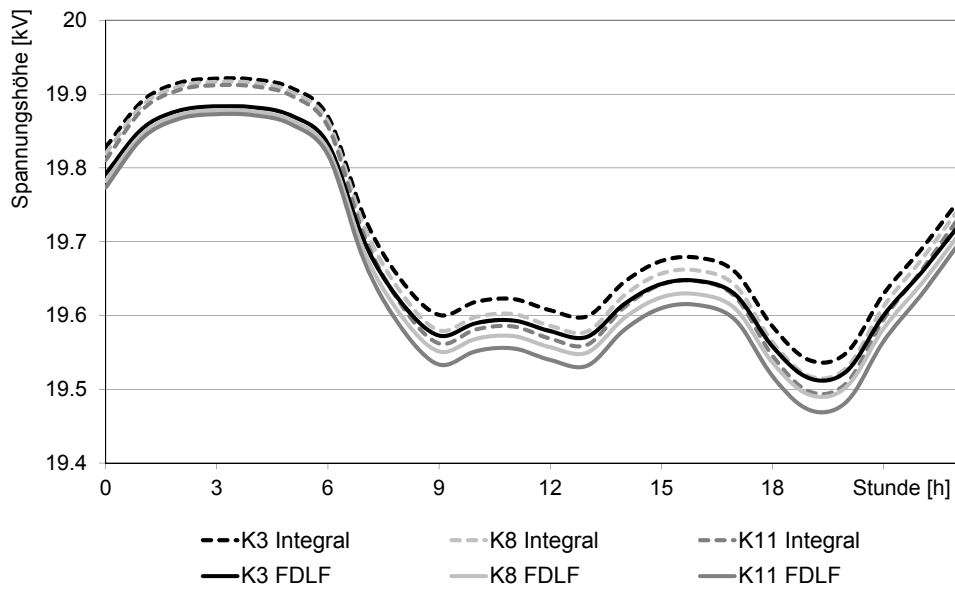
Die Anwendung der oben dargestellten Varianten zur Berücksichtigung der Resistanzen bei der Bildung der Matrizen B'_{ik} und B''_{ik} , siehe Tab. 3-1, sowie des Ansatzes FDLF-KN auf der Basis von [217] hat unterschiedliche Spannungshöhen und Netzleitwinkel zur Folge. Die jeweils an den einzelnen Netzknoten sowie für das gesamte Verteilungsnetz erhaltenen mittleren absoluten Fehler der Spannungshöhen sind in Tab. 3-3 zusammengefasst. Da der Knoten K1 als Slackknoten definiert ist und hierfür die Knotenspannung gleich der Nennspannung gesetzt wird, siehe Abschnitt 3.3.1, ergibt sich für diesen Netzknoten keine Abweichung. Tendenziell kann mit zunehmender Entfernung der Netzknoten vom Einspeisepunkt im Slackknoten K1 ein Anstieg des Fehlers beobachtet werden. Insbesondere zwischen den Netzknoten K1 und K3 nimmt der Fehler deutlich zu. In Folge der identischen Berücksichtigung der Resistanzen bei Bildung der Matrix B''_{ik} zur Beschreibung des Blindleistungsflusses mit Gleichung (3-30) führen die Varianten „BB“ und „XB“ sowie „BX“ und „XX“ zu jeweils

gleichen Fehlern. Hierbei führen die Varianten „BB“ und „XB“ für alle Netzknoten zu deutlich niedrigeren Abweichungen der Spannungshöhen. Der mittlere absolute prozentuale Fehler in den Netzknoten K2 bis K11 beträgt 0,25 %. Die Variante „XB“ entspricht dabei der ursprünglich in [204] veröffentlichten Variante des Fast Decoupled Load Flow. Mit Ausnahme von Netzknoten K2 wird mit dem Ansatz FDLF-KN eine noch bessere Abbildung der Spannungshöhen erreicht. Der mittlere absolute prozentuale Fehler beträgt bei diesem Ansatz für die Netzknoten K2 bis K11 0,16 %.

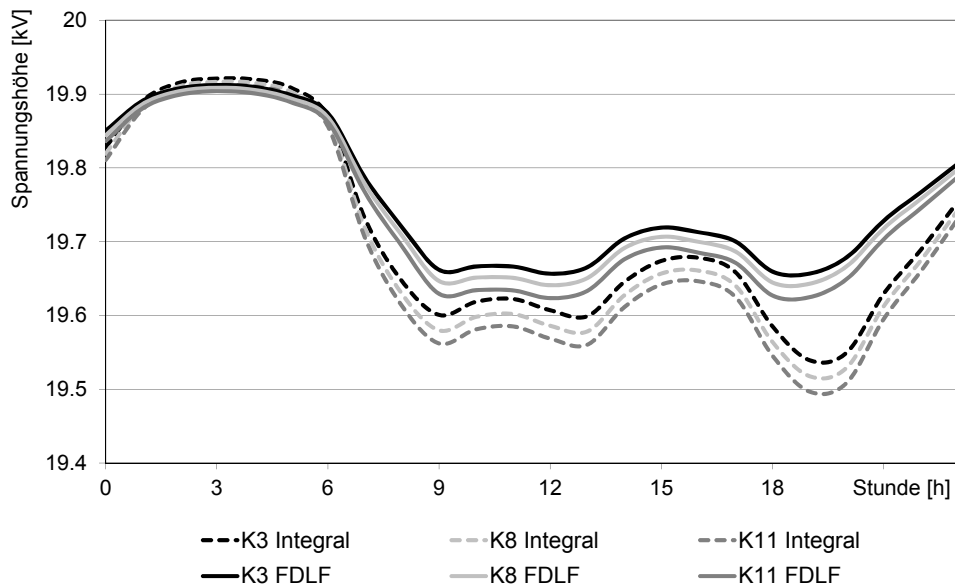
Tab. 3-3: Mittlerer absoluter Fehler der Abbildung der Spannungshöhe in [kV] für alle berücksichtigten Varianten des Fast Decoupled Load Flow

Knoten	BB	BX	XB	XX	FDLF-KN
K1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
K2	0.0202	0.1554	0.0202	0.1554	0.0231
K3	0.0496	0.2274	0.0496	0.2274	0.0317
K4	0.0522	0.2340	0.0522	0.2340	0.0320
K5	0.0539	0.2402	0.0539	0.2402	0.0321
K6	0.0558	0.2472	0.0558	0.2472	0.0323
K7	0.0530	0.2396	0.0530	0.2396	0.0330
K8	0.0537	0.2389	0.0537	0.2389	0.0326
K9	0.0533	0.2430	0.0533	0.2430	0.0326
K10	0.0542	0.2498	0.0542	0.2498	0.0326
K11	0.0545	0.2508	0.0545	0.2508	0.0326
Ø K2 bis K11	0.05	0.2326	0.05	0.2326	0.0315

Die Modellierung des elektrischen Lastflusses mit dem Ansatz FDLF-KN überschätzt generell den durch die Elektrizitätsnachfrage induzierten Rückgang der Spannung an den einzelnen Netzknoten. Abb. 3-6a zeigt für die Knoten K3, K8 und K11 die mit Integral ermittelten tatsächlichen Spannungshöhen sowie deren Abbildung mit dem Ansatz FDLF-KN für den betrachteten Werktag in der Zeitzone Winter. Insgesamt zeigt sich eine gleichbleibend gute Approximation des Spannungsverlaufs während des betrachteten Tages. Neben höheren Abweichungen ergibt sich bei Anwendung der Variante „BB“ bzw. „XB“ ebenfalls ein geändertes Profil der Knotenspannungen, siehe Abb. 3-6b. So erfolgt in den frühen Morgenstunden bei vergleichsweise kleiner Nachfrage im Verteilungsnetz eine bessere Approximation der Spannungshöhe, dabei werden die Spannungen unterschätzt. Während hoher Nachfrage, hier vor allem in den Stunden 18 bis 21, sind die Abweichungen jedoch sichtbar größer und es kommt zu einer Überschätzung des tatsächlichen Spannungsverlaufs.



a)



b)

Abb. 3-6: Vergleich des Verlaufs der mit Integral ermittelten Spannungshöhen und der Abbildung durch den Fast Decoupled Load Flow, Ansatz FDLF-KN, a), und Varianten „BB“ bzw. „XB“, b), für den betrachteten Werktag in der Zeitzone Winter für ausgewählte Netzknoten

Die mit den Varianten zur Bildung der Matrizen B'_{ik} und B''_{ik} sowie mit dem Ansatz FDLF-KN verursachten mittleren absoluten Abweichungen des Netzleitwinkels sind in Tab. 3-4 zusammengefasst. Der Winkel an einem Netzknoten bezieht sich hierbei jeweils auf den in Richtung des Slackknotens K1 benachbarten Netzknoten. Die Varianten „BB“ und „BX“ sowie „XB“ und „XX“ führen zu jeweils gleich hohen Abweichungen. Dies ist auf die jeweils identische Berücksichtigung der Resistanz in der Matrix $B'_{i,k}$, die zur Bestimmung des Wirkleistungsflusses durch Gleichung (3-29) benötigt wird, zurückzuführen. An den Netzknoten K2 und K3 führen die Varianten „BB“ und „BX“ zu den geringsten Abweichungen. Für die restlichen Netzknoten wird mit den Varianten „XB“ und „XX“ eine wesentlich bessere Ap-

proximation der realen Netzleitwinkel erreicht. Der Ansatz FDLF-KN führt an keinem der Netzknoten zur geringsten Abweichung des modellierten Netzleitwinkels.

Mit zunehmender Anzahl der Leitungen zwischen einem betrachteten Netzknoten und dem Einspeisepunkt im Slackknoten K1, in diesem Fall gleichbedeutend mit einer abnehmenden Leistungsübertragung, nehmen die Fehler tendenziell ab. Hierbei kommt es bei Anwendung der Varianten zur Berücksichtigung der Resistenzen bei der Bildung der Matrizen $B'_{i,k}$ und $B''_{i,k}$ aufgrund der direkten Abhängigkeit des Wirkleistungsflusses vom Netzleitwinkel, siehe Gleichung (3-29), und der Unterschätzung des Wirkleistungsflusses zu einer Unterschätzung des tatsächlichen Netzleitwinkels. Der Ansatz FDLF-KN führt dagegen generell zu einer Überschätzung des Netzleitwinkels. Damit wird in Optimierungsmodellen bei Anwendung des Ansatzes FDLF-KN die Restriktion des Netzleitwinkels, siehe Gleichung (3-16), früher bindend.

Tab. 3-4: Mittlerer absoluter Fehler der Abbildung der Netzleitwinkel in [°] für alle berücksichtigten Varianten des Fast Decoupled Load Flow

Knoten	BB	BX	XB	XX	FDLF-KN
K1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
K2	0.1335	0.1335	0.1646	0.1646	0.7930
K3	0.0487	0.0487	0.0717	0.0717	0.4380
K4	0.0114	0.0114	0.0035	0.0035	0.0223
K5	0.0154	0.0154	0.0020	0.0020	0.0101
K6	0.0166	0.0166	0.0024	0.0024	0.0126
K7	0.0284	0.0284	0.0007	0.0007	0.0031
K8	0.0017	0.0017	0.0015	0.0015	0.0026
K9	0.0118	0.0118	0.0010	0.0010	0.0036
K10	0.0205	0.0205	0.0004	0.0004	0.0047
K11	0.0027	0.0027	0.0001	0.0001	0.0018
Ø gesamtes Netz	0.0264	0.0264	0.0225	0.0225	0.1174

Keine der hier diskutierten Varianten des Fast Decoupled Load Flows führt bei der Approximation sowohl der Spannungshöhe und des Netzleitwinkels zu den besten Ergebnissen. So muss bei der Auswahl des später angewendeten Verfahrens ein Kompromiss gefunden werden. Bei der Bewertung des Einflusses der verteilten Elektrizitätserzeugung auf die Versorgungsqualität sind die erhaltenen Spannungshöhen von Bedeutung, siehe Abschnitte 2.4.2 und 2.4.5. Die erhaltenen Netzleitwinkel sind demgegenüber von geringerer Relevanz. Da der Ansatz FDLF-KN bei der Approximation der mittleren Spannungshöhe als auch des Spannungsverlaufs zu besseren Ergebnissen führt, wird im Folgenden der Ansatz FDLF-KN, siehe Gleichungen (3-36) und (3-37), zur Modellierung der Leistungsflüsse angewendet. Als zweitbestes Verfahren erweist sich die Variante „XB“ zur Bildung der Matrizen $B'_{i,k}$ und $B''_{i,k}$ bei Verwendung der Lastflussrestriktionen nach Gleichungen (3-29) und (3-30).

3.3.3 Generatoren und Blindleistungskompensationsanlagen

Neben der Beschreibung des komplexen Lastflusses bestehend aus Wirk- und Blindleistungsfluss sowie der Wirk- und Blindleistungsnachfrage bedarf es einer Modellierung der möglichen Blindleistungsbereitstellung und -aufnahme der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung in Abhängigkeit der Wirkleistungserzeugung. Dazu ist es erforderlich, die Art der Netzanbindung nach Drehstromsynchron-, Drehstromasynchrongenerator, Zwischenkreisrichter oder doppelt gespeister Drehstromasynchrongenerator zu differenzieren sowie deren betriebliche Eigenschaften im stationären Zeitbereich approximativ zu beschreiben⁸¹, siehe Abschnitt 2.4.3.

Zur Abbildung des Betriebs von Elektrizitätserzeugungsanlagen mit Drehstromsynchrongeneratoren muss der in Abb. 2-7 qualitativ dargestellte zulässige Betriebsbereich eingehalten werden. So ist zum Beispiel im Betriebspunkt der maximalen Wirkleistungserzeugung nicht mehr eine maximale induktive Blindleistungsaufnahme oder eine maximale kapazitive Blindleistungsabgabe möglich. Für die lineare Abbildung des zulässigen Betriebsbereiches von Drehstromsynchrongeneratoren wird die die kapazitive Blindleistungsabgabe begrenzende Linie, die durch den maximalen Erregerstrom $I_{Er,max}$ sowie durch die maximale Scheinleistung $kap_{i,e}^{S-max}$ vorgegeben ist, mit einer Gerade approximiert. Der zulässige Betriebsbereich des Drehstromsynchrongenerators wird demzufolge durch ein Trapez beschrieben. Dieses Trapez wird mit den folgenden Restriktionen modelliert, die zum Teil von der erzeugten Wirkleistung P_{iE} abhängig sind:

$$Q_{i,E} \leq kap_{i,e}^{Q_{kap,max}} \quad (3-38)$$

$$Q_{i,E} \geq kap_{i,e}^{Q_{ind,max}} \quad (3-39)$$

$$Q_{i,E} \leq kap_{i,e}^{Q_{ind,max}} - P_{i,E} \cdot \left(kap_{i,e}^{Q_{ind,max}} - \frac{kap_{i,e}^{Q_{Nenn}}}{P_{E,Max}} \right) \quad (3-40)$$

$$Q_{i,E} \geq kap_{i,e}^{Q_{ind,max}} + P_{i,E} \cdot \left(kap_{i,e}^{Q_{ind,max,P_{e,max}}} - \frac{kap_{i,e}^{Q_{ind,max}}}{P_{E,max}} \right) \quad (3-41)$$

Dabei ist $kap_{i,e}^{Q_{ind,max,P_{e,max}}}$ die bei maximaler Wirkleistungserzeugung maximal mögliche induktive Blindleistungsaufnahme. Diese ergibt sich im Schnittpunkt der die maximale Wirk-

⁸¹ Eine Darstellung von detaillierten Methoden zur Simulation des Betriebsverhaltens, zum Teil im dynamischen Zeitbereich, der jeweiligen Möglichkeiten der Netzanbindung und deren Komponenten geben zum Beispiel [4], [118], [126], [127], [148], [221], [222]. Die hierbei angesprochenen Effekte können jedoch in numerischen Optimierungsmodellen mit stündlicher Auflösung nicht beachtet werden, so dass für diese Arbeit auf eine vereinfachte Darstellung zurückgegriffen wird.

leistungserzeugung beschreibende Linie $\text{kap}^{P_{-max}}$ und der durch den Polradwinkel $\delta_{e,max}$ bestimmten Begrenzung der zulässigen induktiven Blindleistungsaufnahme, siehe Abb. 2-7.

Die Netzanbindung von Elektrizitätserzeugungsanlagen mit Drehstromasynchrongeneratoren weist keine Freiheitsgrade bezüglich der Blindleistungsaufnahme oder -abgabe auf, siehe Abschnitt 2.4.3. In Abhängigkeit der Wirkleistungserzeugung wird vom Drehstromasynchrongenerator Blindleistung aufgenommen. Zur Beschreibung der zur Wirkleistungserzeugung erforderlichen Blindleistungsaufnahme eines Drehstromasynchrongenerators wird für die Modellierung approximativ ein konstanter Leistungsfaktor angenommen. Damit ergibt sich unter Berücksichtigung des Tangens des Phasenverschiebungswinkels φ :

$$Q_{i,E} = -P_{i,E} \tan\varphi \quad (3-42)$$

Zur Kompensation des Blindleistungsbedarfs von Elektrizitätserzeugungsanlagen mit Drehstromasynchrongeneratoren können Kondensatorenbanken parallel geschaltet werden, siehe Abschnitt 2.4.5.2. Die Blindleistung der Kondensatorenbanken kann in der Regel nicht stufenlos geregelt werden, so dass hier die von Kompensationsanlagen eingespeiste kapazitive Blindleistung der installierten Kondensatorenleistung entspricht:

$$Q_{i,E} = \text{kap}_{i,e}^{Q_{kap,max}} \quad (3-43)$$

Zur Abbildung einer indirekten Netzanbindung auf Basis von Zwischenkreisumrichter mit selbstgeführtem Wechselrichter ist der in Abb. 2-9 qualitativ gezeigte zulässige Betriebsbereich zu modellieren. Vereinfachend werden die durch die maximale Scheinleistung begrenzte Blindleistungsaufnahme bzw. -abgabe mit Geraden abgebildet. Das sich damit durch Bestimmung von geeigneten Eckpunkten ergebende Trapez erlaubt die Anwendung der bereits für die Modellierung von Synchrongeneratoren definierten Gleichungen (3-38) bis (3-41). Bei Elektrizitätsspeichern kann ebenfalls die Blindleistungsbereitstellung während eines Beladevorgangs abgebildet werden.

Die mögliche Blindleistungsaufnahme bzw. -abgabe von doppelt gespeisten Drehstromasynchrongeneratoren ist durch Stator- und Läuferströme sowie durch die Läuferspannung begrenzt. Der zulässige Betriebsbereich von doppelt gespeisten Drehstromasynchrongeneratoren ist im Grundsatz mit dem von Synchrongeneratoren vergleichbar, siehe Abb. 2-10 und [127]. Allerdings stellt die bei niedriger Wirkleistungserzeugung stark reduzierte Möglichkeit zur Blindleistungsbereitstellung und -aufnahme eine wesentliche Abweichung des zulässigen Betriebsbereichs von doppelt gespeisten Drehstromasynchrongeneratoren dar. Dieses jedoch nur für Windkraftanlagen gültige Charakteristikum wird im Folgenden für die allgemeine Modellierung von doppelt gespeisten Drehstromasynchrongeneratoren nicht weiter berücksichtigt. Die Abbildung der durch die maximalen Stator- und Läuferströme bedingten Flanken des zulässigen Betriebsbereiches wird erneut durch jeweils eine Gerade approximiert.

Bei Berücksichtigung von geeigneten Eckpunkten des entsprechenden Trapezes ist damit ebenfalls die Anwendung der Gleichungen (3-38) bis (3-41) auch für doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren möglich.

3.4 Kombinierte Betriebsplanung

Zur Bestimmung der Auswirkungen der Integration und Nutzung von Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung auf die Kosten und den Betrieb von Verteilungsnetzen zur Nachfragedeckung erfolgt eine Beschreibung des kostenoptimalen Betriebs der verteilten Elektrizitätserzeugung^{82,83}. In diesem Abschnitt wird das hierfür entwickelte und angewendete Modellkonzept dargestellt. Basis dafür sind die in Abschnitt 3.1 angesprochenen Optimierungsverfahren, die in Abschnitt 3.2 erläuterte Abbildung von Unsicherheiten durch stochastische Programmierung sowie die in Abschnitt 3.3 diskutierten Methoden zur Beschreibung des Netzbetriebs. Hierbei sind ferner die technischen Charakteristika der beschriebenen Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung, siehe Abschnitt 2.1.2, die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Verteilungsnetzen mit verteilter Elektrizitätserzeugung, siehe Abschnitte 2.2 und 2.3, sowie netzbetriebliche Aspekte, siehe Abschnitt 2.4, zu berücksichtigen.

Zur Festlegung des kostenoptimalen Betriebs eines Systems der verteilten Elektrizitätserzeugung sind bereits vor dem Zeitpunkt der tatsächlichen Einspeisung Einsatzentscheidungen zu treffen, siehe auch Abschnitt 3.2. Dementsprechend sind Kurzfristprognosen insbesondere der zu deckenden Nachfrage nach Elektrizität und Wärme⁸⁴, der Elektrizitätseinspeisung auf Basis von erneuerbaren und fluktuierenden Energien wie zum Beispiel Wind und Solarstrahlung sowie der Elektrizitätspreise zum Beispiel am vortäglichen Spotmarkt zu berücksichtigen. Aufgrund nicht vorhandener Daten zu Fehlern der Kurzfristprognosen der Nachfrage nach Elektrizität und Wärme in Verteilungsnetzen wird in dieser Arbeit auf die Abbildung entsprechender Prognosefehler verzichtet⁸⁵. Die Prognosefehler der Elektrizitätserzeugung von Windkraftanlagen und derer Verteilung werden dagegen mittels stochastischer Programmierung beschrieben⁸⁶. Die sich am vortäglichen Spotmarkt einstellenden Elektrizitätspreise sind für die jeweils um 12 Uhr eines Tages beginnenden Planungsperioden von Bedeutung, siehe Abschnitt 3.4.1. Da die Spotmarktpreise bereits wenige Minuten nach 12 Uhr

⁸² Eine allgemeine Beschreibung von Modellen zur Optimierung des Kraftwerksbetriebs geben zum Beispiel [180], [181].

⁸³ Zur Bestimmung der gesamten Kosten der Nachfragedeckung im betrachteten Verteilungsnetz in Abschnitt 4.3 werden die abgeleiteten Systembetriebskosten den erforderlichen Kapitalkosten gegenüber gestellt.

⁸⁴ Prognosen der zu deckenden Wärmenachfrage sind für die Abbildung des Betriebs von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung erforderlich.

⁸⁵ Eine allgemeine Diskussion von Prognosen der elektrischen und thermischen Last findet sich zum Beispiel in [38], [223].

⁸⁶ In dieser Arbeit werden keine Systeme der verteilten Elektrizitätserzeugung mit Photovoltaikanlagen betrachtet, siehe Abschnitt 4.1.2.

ermittelt werden, siehe Abschnitt 2.3, wird vorausgesetzt, dass für diese Planungsperioden die Spotmarktpreise des Folgetages fehlerfrei bekannt sind. In den jeweils nachfolgenden Planungsperioden erfolgt keine Änderung oder Anpassung der Spotmarktpreise. Ferner wird die Annahme getroffen, dass die Einspeisung der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung im betrachteten Verteilungsnetz keinen Einfluss auf den nationalen Spotmarktpreis nimmt.

Die in Abschnitt 4 betrachteten Systeme der verteilten Elektrizitätserzeugung sind nicht derart dimensioniert, dass die in dem abgebildeten Verteilungsnetz nachgefragte Elektrizität vollständig durch verteilte Erzeugung gedeckt werden kann. Vielmehr wird der Elektrizitätsbezug aus der vorgelagerten Netzebene durch die verteilte Elektrizitätserzeugung ergänzt bzw. teilweise ersetzt, wenn dies insgesamt zu geringeren Systembetriebskosten führt. Daher umfasst die Modellierung des Systems der verteilten Elektrizitätserzeugung neben der Abbildung von betrieblichen Restriktionen der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und des Verteilungsnetzes eine Beschreibung der Elektrizitätsmärkte und Abrechnungsvorgänge nach den heutigen Rahmenbedingungen, siehe Abschnitt 2.3. Im Folgenden wird auf die Betrachtung der verschiedenen Elektrizitätsmärkte und Abrechnungsvorgänge eingegangen:

- Vortäglicher Spotmarkt und untertägiger Handel am Intradaymarkt: Die Nachfrage nach Elektrizität im Verteilungsnetz kann durch Bezug vom vortäglichen Spotmarkt und Intradaymarkt vollständig oder teilweise gedeckt werden. Daneben ist es grundsätzlich auch denkbar, die Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung zum Handel an diesen Märkten, d. h. zur Lieferung von Elektrizität an diese Märkte, zu nutzen. Da die gehandelten Mengen am deutschen Intradaymarkt im Vergleich zum vortäglichen Spotmarkt gering sind, siehe Abschnitt 2.3, wird im Folgenden auf eine Abbildung des Intradaymarktes verzichtet.
- OTC-Markt: Die Nachfrage nach Elektrizität kann alternativ durch OTC-Handelsgeschäfte auf der Basis von nicht standardisierten Produkten gedeckt werden. Mögliche und für die Nachfragedeckung in Verteilungsnetzen geeignete Varianten sehen zum Beispiel fest vereinbarte oder variable Fahrplanlieferungen vor [24]. Diese stellen im Falle von fest vereinbarten Fahrplanlieferungen für die Modellierung eine ex-ante determinierte Reduzierung der zu deckenden Elektrizitätsnachfrage dar, so dass keine zusätzlichen Optimierungspotentiale erschlossen werden können⁸⁷. Bei variablen Fahrplanlieferungen kann eine Anpassung einer fest vereinbarten Fahrplanlieferung zu einem gegebenen Zeitpunkt im Voraus, zu Beispiel am Vortag, in einem eingeschränkten Bereich erfolgen. Die Modifikation einer fest vereinbarten Fahrplanlieferung bietet zwar Raum für eine Kostenoptimierung der Nachfragedeckung im Verteilungsnetz, stellt aber gegenüber dem Bezug vom vortäglichen Spotmarkt lediglich eine weitere Alternative dar. Darüber hinaus orientieren sich die Elektrizitätspreise der OTC-Handelsgeschäfte an den am vortäglichen Spotmarkt ermittelten Elektrizitätspreisen, so dass hier keine re-

⁸⁷ Dies gilt sowohl für Bandlieferungen als auch für variierende Liefermengen in Abhängigkeit der jeweiligen Betrachtungsstunde.

levanten Kostendifferenzen erwartet werden, siehe Abschnitt 2.3. Daher wird im Folgenden auf eine Abbildung von fest vereinbarten und von variablen Fahrplanlieferungen verzichtet.

- Märkte für Regelenergie: An den in Abschnitt 2.3 dargestellten Märkten für Regelenergie werden die Primär- und Sekundärreserve ab dem 27. Juni 2011 wöchentlich und die Minutenreserve täglich ausgeschrieben. Wöchentlich erfolgende Ausschreibungen für Primär- und Sekundärreserve bedingen Prognosen zum Beispiel der Windenergieeinspeisung mit einem entsprechenden Prognosehorizont. Diese werden mit dem hier von einer Planungsperiode betrachtete Optimierungszeitraum von maximal 36 Stunden nicht berücksichtigt, siehe Abschnitt 3.4.1, so dass die Märkte für Primär- und Sekundärreserve nicht berücksichtigt werden⁸⁸. Zur Teilnahme an der täglichen Ausschreibung für Minutenreserve schreibt die Präqualifikation eine Mindestangebotsgröße von ± 15 MW vor, siehe Tab. 2-8. Da die in dieser Arbeit beschriebenen Systeme der verteilten Elektrizitätserzeugung dieser Bedingung nicht genügen können, siehe Abschnitt 4.1.2, erfolgt ebenfalls keine Beschreibung der Bereitstellung von Minutenreserve durch die beschriebenen Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung.
- Abrechnung von Ausgleichsenergie: Es wird angenommen, dass die in dieser Arbeit betrachteten Systeme der verteilten Elektrizitätserzeugung einen eigenständigen Bilanzkreis bilden [8], [101]. Abweichungen der Elektrizitätserzeugung von der ursprünglichen Planung, hier hervorgerufen durch Prognosefehler der Windenergieeinspeisung, können durch einen angepassten Betrieb der steuerbaren Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung⁸⁹ sowie durch den Bezug oder die Abgabe von Ausgleichsenergie ausgeglichen werden, siehe Abschnitt 2.3. Hierbei muss jedoch sichergestellt werden, dass keine missbräuchliche Über- oder Unterspeisung des Bilanzkreises vorliegt, siehe auch 3.4.3.3. Die durch den Bezug oder die Abgabe von Ausgleichsenergie hervorgerufenen Kosten und Einnahmen sind bei der Einsatzoptimierung zu berücksichtigen.

Im Folgenden wird in Abschnitt 3.4.1 auf die Umsetzung der stochastischen Programmierung eingegangen. Abschnitt 3.4.2 erläutert die sich daraus ergebende Zielfunktion, während Abschnitt 3.4.3 die erforderlichen Modellrestriktionen zur Abbildung des Betriebs eines Systems der verteilten Elektrizitätserzeugung diskutiert.

3.4.1 Kurzfristprognosen der Windenergieeinspeisung und rollierende Planung

In dieser Arbeit werden Kurzfristprognosen der Windenergieeinspeisung als stochastischer Modellparameter berücksichtigt, siehe oben. Die Abbildung der Wahrscheinlichkeitsdichte-

⁸⁸ Weiterhin ist davon auszugehen, dass Prognosen der Windenergieeinspeisung mit einem Prognosehorizont von einer Woche keine verlässliche Planungsgrundlage darstellen.

⁸⁹ Weiterhin ist eine Reduktion der Windenergieeinspeisung bei einer vortägigen Unterschätzung des Winddarbgebots möglich.

funktion dieser Kurzfristprognosen erfolgt mit Szenariobäumen. Die verwendeten Methoden zur Generierung der erforderlichen Szenariobäume sind in Anhang A beschrieben. Die gewählte Struktur der Szenariobäume sieht zwei Verzweigungen vor, siehe Abb. 3-7. Die erste Baumstufe umfasst die ersten drei Prognosestunden und beschreibt den optimalen Systembetrieb deterministisch. Die Windenergieeinspeisung wird darüber hinaus in dieser Baumstufe als fehlerfrei prognostizierbar beschrieben. In der ebenfalls dreistündigen zweiten Stufe des Szenariobaums werden fünf Szenarien berücksichtigt, die den Prognosehorizont von 4 bis 6 Stunden abdecken. Jedes dieser fünf Szenarien verzweigt sich in der abschließenden dritten Baumstufe in jeweils zwei weitere Szenarien, so dass die Fehlerverteilung der Kurzfristprognosen der Windenergieeinspeisung mit insgesamt zehn diskreten Szenarien beschrieben wird. Mit der Verzweigung in mehrere Szenarien nach der ersten Baumstufe wird berücksichtigt, dass die früheren Prognosestunden einen stärkeren Einfluss auf die Einsatzentscheidungen haben und hierfür eine Beschreibung der Fehlerverteilung mit einer höheren Anzahl an diskreten Szenarien vorteilhaft ist. Dagegen hat der spätere Prognosehorizont eine geringere Bedeutung für die optimale Gestaltung des momentanen Betriebs. Die Länge der dritten Baumstufe ist variabel und von der Position des aktuellen Szenariobaums in der Abfolge der rollierenden Planung abhängig, siehe unten. Sie beträgt minimal 9 und maximal 30 Stunden. Jedes Szenario s der Windleistungsprognose ist mit der Eintrittswahrscheinlichkeit π_s beschrieben, die in Folge der Szenariengenerierung und -reduktion abgeleitet wird, siehe Anhang A.

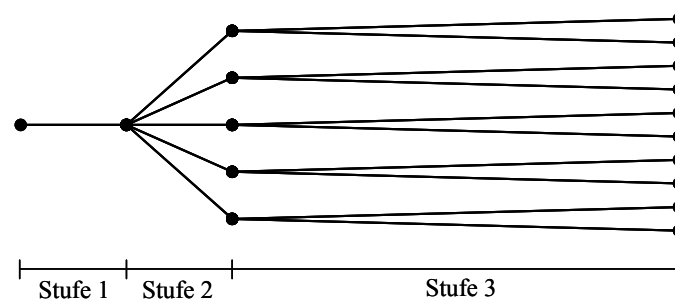


Abb. 3-7: Gewählte Struktur des Szenariobaums

Das stochastische Optimierungsproblem betrachtet den Prognosehorizont der mit jeweils einem Szenariobaum beschriebenen Kurzfristprognose der Windenergieeinspeisung. Darüber hinaus gehende Zeitpunkte werden durch das Optimierungsproblem nicht berücksichtigt. Die Betrachtung einer einzelnen Kurzfristprognose ist jedoch für eine Analyse der Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung nicht ausreichend. Vielmehr ist die Bestimmung des kostenoptimalen Systembetriebs für einen längeren und zusammenhängenden Zeitraum, wie zum Beispiel eine typische Woche oder ein komplettes Jahr, erforderlich. Durch Anwendung der sogenannten rollierenden Planung werden daher mehrere stochastische Optimierungsproble-

me sukzessiv gelöst⁹⁰, siehe [224]. Die hier beschriebene Abfolge der Planungsperioden berücksichtigt mit entsprechenden Szenariobäumen zum einen bestehende Elektrizitätsmarktstrukturen und zum anderen mögliche Anpassungen des Systembetriebs, wenn aktualisierte Prognosen des Winddargebots bzw. die tatsächlich realisierte Windenergieeinspeisung bekannt werden⁹¹. Es ergibt sich folgender Planungsablauf, siehe auch Abb. 3-8:

- Jene Planungsperioden, die um 12 Uhr eines Tages starten, decken mit einem Optimierungszeitraum von 36 Stunden den Prognosehorizont bis zum Ende des Folgetages ab. Mit diesen Planungsperioden wird der Anlagenbetrieb für die Stunden des Folgetages unter Berücksichtigung des möglichen Bezugs oder der möglichen Lieferung von oder zum vortäglichen Spotmarkt optimiert. Dazu wird der Erwartungswert der zukünftigen Windenergieeinspeisung basierend auf den einzelnen Prognoseszenarien der Windenergieeinspeisung und deren Eintrittswahrscheinlichkeiten berücksichtigt. Die getroffenen Einsatzentscheidungen stellen die Erststufenentscheidungen der stochastischen Optimierung dar, siehe Abschnitt 3.2. Die für das Kostenoptimum ermittelten Werte der entsprechenden Modellvariablen werden fixiert und in den nachfolgenden Planungsperioden berücksichtigt. Weiterhin wird für die einzelnen Prognoseszenarien der Windenergieeinspeisung der kostenoptimale Ausgleich der Abweichungen zum Erwartungswert der zukünftigen Windenergieeinspeisung durch Rekursionsentscheidungen des stochastischen Problems bestimmt.
- In den nachfolgenden Planungsperioden, die nicht um 12 Uhr eines Tages starten, wird unter Berücksichtigung von weiteren Szenariobäumen der kostenoptimale Anlagenbetrieb neu bestimmt. Der Bedarf für die Anpassung der Einsatzentscheidungen ergibt sich aufgrund der Abweichungen der mit diesen Szenariobäumen beschriebenen aktualisierten Prognosen bzw. tatsächlich realisierten Windenergieeinspeisung von dem um 12 Uhr des Vortages angenommenen Erwartungswert. Mit der Abbildung der tatsächlich realisierten Windenergieeinspeisung durch die erste Baumstufe wird der letztendlich erforderliche Ausgleich des Prognosefehlers bestimmt. Für diesen Ausgleich wird der Anlagenbetrieb im Rahmen der technischen Einsatzrestriktionen, siehe Abschnitt 3.4.3.2, gegenüber der Vortagesplanung modifiziert. Hierbei ist es zur Beachtung von intertempo-

⁹⁰ Eine Alternative zur rollierenden Planung stellt die Definition eines mehrstufigen stochastischen Optimierungsproblems dar [165]-[167]. Hiermit kann eine Sequenz von Entscheidungen in Abhängigkeit der Realisierung von stochastischen Parametern abgebildet werden. Jedoch wird das resultierende Problem bei Betrachtung eines längeren Zeitraums mit hoher zeitlicher Auflösung aufgrund der exponentiellen Ausweitung des zu Grunde liegenden Szenariobaums nicht mehr handhabbar. Die Lösung des Problems erfolgt dann zumeist mittels Dekompositionstechniken [225]. Bei der alternativen Anwendung von rekombinierenden Szenariobäumen müssen Ungenauigkeiten bei der Beschreibung von intertemporalen Restriktionen beachtet werden [226].

⁹¹ Eine Variante dieses Modellierungsansatzes wird in [227]-[230] für die Anwendung für nationale und internationale Elektrizitätssysteme verwendet. Hierbei werden jedoch die Charakteristika von Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung nicht abgebildet. Eine alternative Vorgehensweise zur Berücksichtigung von Prognosefehlern bei der Bestimmung des optimalen Kraftwerkseinsatzes stellt zum Beispiel [231] dar.

ralen Restriktionen des Kraftwerks- und Speicherbetriebs erforderlich, weiterhin die Einsatzentscheidungen der vorangegangenen Planungsperioden zu berücksichtigen. Die Anpassung des Anlagenbetriebs schließt eine mögliche Begrenzung der tatsächlichen Einspeisung der Windkraftanlagen ein. Alternativ oder ergänzend kann Ausgleichsenergie bezogen oder abgegeben werden.

Mit fortschreitender rollierender Planung ergibt sich für die jeweils betrachtete Stunde durch Verkürzung des Prognosehorizonts ein geringerer Prognosefehler der Windenergieeinspeisung. Somit verringert sich mit zunehmender Annäherung des Startzeitpunkts der nachfolgenden Planungsperioden an die betrachtete Stunde ebenfalls der Bedarf zur Anpassung der Einsatzentscheidungen. Der Prognosehorizont aller Planungsperioden endet zur Mitternachtsstunde eines Tages, siehe unten.

Erreicht der Startzeitpunkt einer Planungsperiode wieder die Mittagsstunde, beginnt erneut der Planungsprozess für den jeweils nächsten Folgetag mit einem Prognosehorizont von 36 Stunden und der Berücksichtigung des Bezugs bzw. Lieferung von bzw. zum vortäglichen Spotmarkt. Der schließlich realisierte Betrieb des Systems der verteilten Elektrizitätserzeugung bestimmt sich aus der Kombination der für den Folgetag und der in den nachfolgenden Planungsperioden getroffenen Einsatzentscheidungen.

Mit einer stündlichen Aktualisierung der Prognosen der Windenergieeinspeisung würden zu jeder Stunde ein neuer Szenarienbaum und damit eine neue Planungsperiode beginnen. Da jedoch eine rollierende Planung in stündlicher Abfolge aufgrund der dann hohen Anzahl zu lösender Optimierungsprobleme zu langen Rechenzeiten führen würde, wurde für die Anwendung ein Intervall von drei Stunden zwischen zwei aufeinander folgenden Planungsperioden gewählt. Damit sind für die Abbildung eines Tages acht Planungsperioden erforderlich. Die dadurch bedingte Abbildung der ersten drei Prognosestunden mit fehlerfreier Prognose führt zu einer Unterschätzung der durch Prognosefehler der Windenergieeinspeisung verursachten Kosten.

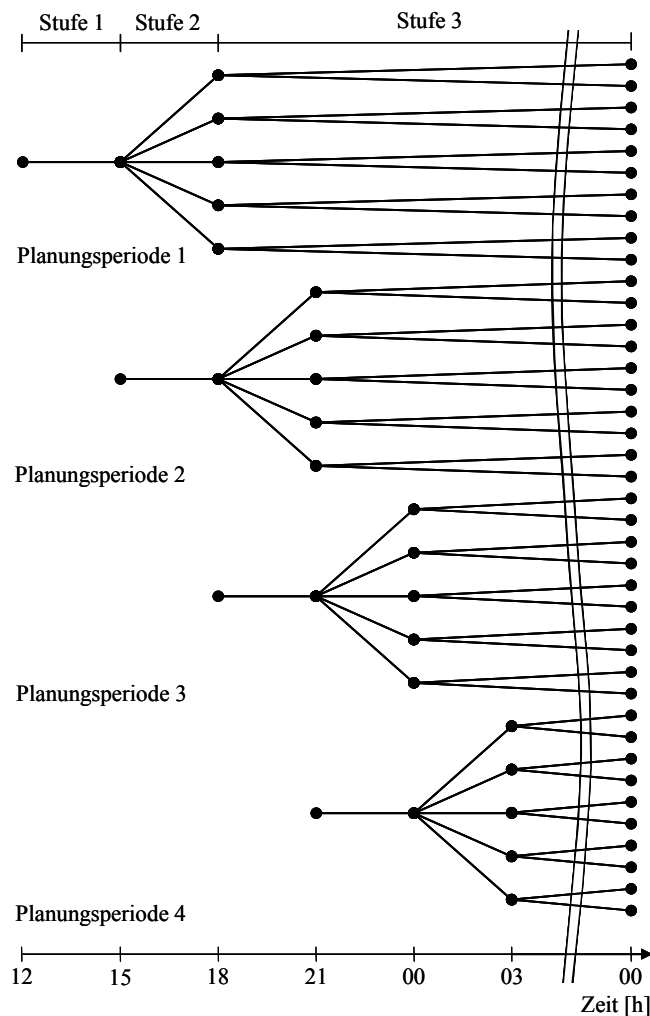


Abb. 3-8: Rollierende Planung mit vier sukzessiven Planungsperioden zur Abdeckung der Einsatzoptimierung für einen halben Tag

3.4.2 Zielfunktion

Das Ziel der Optimierung ist die Minimierung der betrieblichen Kosten zur Nachfragedeckung in einem Verteilungsnetz für jeweils eine Planungsperiode, dargestellt durch einen Szenarienbaum der Prognose der Windenergieeinspeisung, siehe Abschnitt 3.4.1. Dazu wird die Summe über alle mit ihrer jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeit π_s gewichteten Szenarien betrachtet. In die Zielfunktion gehen die folgenden betrieblichen Kosten ein⁹²:

- Brennstoffkosten von Erzeugungsanlagen: Der überwiegende Anteil der variablen Betriebskosten von konventionellen Erzeugungsanlagen wird durch den Verbrauch von Brennstoff verursacht. Zur Bestimmung der Brennstoffkosten wird die zur Wirkleistungserzeugung erforderliche Brennstoffmenge $B_{i,e,s,t}$ in Abhängigkeit des Teillastbetriebs der Anlage bestimmt und mit dem angenommenen Brennstoffpreis $k_e^{\text{Brennstoff}}$ multipliziert. Die dazu benötigte Wirkungsgradkennlinie bzw. Brennstoffverbrauchskurve

⁹² Zur weiteren Erläuterung der Bezeichnungen von Modellvariablen siehe Abschnitt 3.4.3.

eines Kraftwerks ist nichtlinear, siehe Abb. 3-9 und [26], [99], [232]. Zur Linearisierung im numerischen Optimierungsmodell wird die Wirkungsgradkennlinie zwischen minimaler und maximaler Erzeugung durch eine Gerade approximiert, siehe auch zum Beispiel [233]. Analog dazu werden die Brennstoffkosten von nur Wärme erzeugenden Heizkesseln beschrieben.

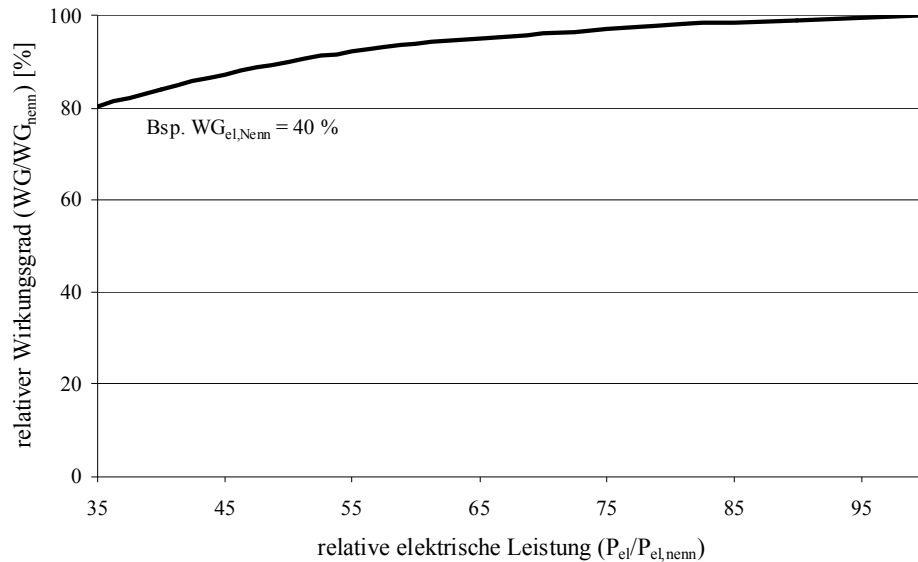


Abb. 3-9: Wirkungsgradkennlinie am Beispiel von Erdgas-BHKW [26]

Neben der Abbildung der Wirkleistungserzeugung wird die Bereitstellung und Nachfrage von Blindleistung durch Elektrizitätserzeugungsanlagen zur Beschreibung des komplexen Lastflusses bestehend aus Wirk- und Blindleistungsfluss modelliert, siehe Abschnitt 3.3. Da die Erzeugung oder die Aufnahme von Blindleistung in guter Näherung keine zusätzlichen Brennstoffkosten verursacht, werden nur die durch die Wirkleistungserzeugung bedingten Brennstoffkosten berücksichtigt [235]. Es kann jedoch aufgrund des begrenzten Betriebsbereichs zum Beispiel eines Synchrongenerators, siehe Abschnitt 3.3.3, zu einer Beschränkung der möglichen Wirkleistungserzeugung kommen. Die damit verbundenen Opportunitätskosten der induktiven oder kapazitiven Blindleistungsbereitstellung werden zum Beispiel in [121], [235]-[238] diskutiert. Aufgrund der Berücksichtigung des Betriebsbereiches der Generatoren und Zwischenkreisrichter mit den Gleichungen (3-38) - (3-42), siehe Abschnitt 3.3.3, werden somit die möglichen Opportunitätskosten implizit durch die Minimierung der Systembetriebskosten berücksichtigt.

- Sonstige variable Betriebs- und Wartungskosten von Erzeugungsanlagen: Neben Kosten für den aufzubringenden Brennstoff werden beim Betrieb sonstige variable Betriebs-

und Wartungskosten verursacht⁹³. Dazu wird ein fester Kostenparameter k_e^{Wartung} mit der jeweiligen Wirkleistungserzeugung $P_{i,e,t}^{\text{Vortrag}} + P_{i,e,s,t}^+ - P_{i,e,s,t}^-$ und Wärmeerzeugung $H_{i,e,s,t}$ multipliziert.

- Anfahrkosten von Erzeugungsanlagen: Der Anfahrvorgang von Erzeugungsanlagen bedingt zusätzlichen Brennstoffverbrauch und Verschleiß. Die dadurch entstehenden Kosten werden durch Multiplikation des entsprechenden Kostenparameters k_e^{Start} mit der zwischen zwei Zeitschritten angefahrenen Kraftwerksleistung $P_{i,e,s,t}^{\text{An}} - P_{i,e,s,-1}^{\text{An}}$ bestimmt, siehe Abschnitt 3.4.3.2.
- Kosten des Elektrizitätsbezugs vom Spotmarkt⁹⁴: Neben der Deckung der Elektrizitätsnachfrage durch die im betrachteten Verteilungsnetz angeschlossenen Elektrizitätserzeugungsanlagen wird der Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt in Form von Stundenkontrakten berücksichtigt, siehe oben. Daneben kann die Lieferung von Elektrizität an den Spotmarkt durch das System der verteilten Elektrizitätserzeugung abgebildet werden. Da nur ein exemplarisches Verteilungsnetz und nicht das vollständige nationale Elektrizitätssystem modelliert wird, ist eine detaillierte Abbildung des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage im nationalen Elektrizitätssystem und damit der Preisbildung am Spotmarkt nicht möglich. Die Bewertung der jeweils stündlich bezogenen (bzw. gelieferten) Elektrizität P_t^{Spot} erfolgt daher in der Zielfunktion mit stündlichen und historischen Spotmarktpreisen k_t^{Spot} an der EEX⁹⁵. Vereinfachend werden weiterhin preisunabhängige Gebote berücksichtigt und die Abbildung des Bezugs bzw. der Lieferung erfolgt nicht in diskreten Leistungsanteilen, sondern mit kontinuierlicher Schrittweite.
- Kosten bzw. Erlöse für Ausgleichsenergie: Für den Bezug oder die Abgabe von Ausgleichsenergie $P_{s,t}^{\text{Ausgleich,+}}$ bzw. $P_{s,t}^{\text{Ausgleich,-}}$ werden durch den Regelzonenbetreiber, dem ein Bilanzkreis zugeordnet ist, Arbeitspreise erhoben. Diese werden ex-post auf der Basis des erforderlichen Regelenergieabrufes bestimmt. Dabei wird der Bezug oder die Abgabe von Ausgleichsenergie mit einem für die jeweilige Zeiteinheit identischen Preis in Rechnung gestellt oder vergütet, siehe Abschnitt 2.3. Abweichend zur Realität wird die Höhe der Arbeitspreise schon während des Bezugs oder der Abgabe von Arbeitsenergie als bekannt vorausgesetzt und durch den Kostenparameter $k_t^{\text{Ausgleich}}$ beschrieben.

Die Abgabe von Ausgleichsenergie an den Regelzonenbetreiber wird nur dann vergütet, wenn keine Anhaltspunkte für missbräuchliche Überspeisung vorliegen, siehe Abschnitt 2.3. Da bei positiven Preisen und der Möglichkeit der Abgabe von Aus-

⁹³ Auch für Windkraftanlagen werden sonstige variable Betriebs- und Wartungskosten berücksichtigt, siehe Abschnitt 4.1.2.

⁹⁴ Mit dem Begriff Spotmarkt wird im Folgenden der vortägliche Spotmarkt angesprochen.

⁹⁵ Das hier beschriebene System der verteilten Elektrizitätserzeugung ist im Vergleich zum nationalen Elektrizitätsmarkt klein, siehe Abschnitt 4.1.1. Daher kann nicht von einer signifikanten Beeinflussung des nationalen Elektrizitätsmarktes und damit des Elektrizitätspreises durch den Betrieb der beschriebenen Elektrizitätserzeugungsanlagen im Verteilungsnetz ausgegangen werden.

gleichsenergie der Zielfunktionswert gesenkt werden kann, ist bei geringeren Erzeugungskosten der beschriebenen Erzeugungsanlagen im Vergleich zum Ausgleichsenergiepreis eine zusätzliche Elektrizitätseinspeisung zu erwarten, die nicht zum Ausgleich von Prognosefehlern dient. Um dieses missbräuchliche Verhalten zu vermeiden, wird die Vergütung für die Abgabe von Ausgleichsenergie an die vorgelagerte Regelzone in der Zielfunktion zu Null gesetzt.

- Kosten für Netznutzungsentgelte: Neben den Kosten für den Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt und für die Verrechnung von Ausgleichsenergie entstehen weiterhin Kosten durch die vom Betreiber der vorgelagerten Netzebene erhobenen Netznutzungsentgelte⁹⁶. Das Netznutzungsentgelt setzt sich im Allgemeinen aus dem Arbeits- und dem Leistungspreisentgelt zusammen. Die Kosten für das Arbeitspreisentgelt werden in der Zielfunktion durch Multiplikation des angenommenen Arbeitspreises $k_t^{\text{Netzentgelt,AP}}$ mit der bezogenen Menge $P_t^{\text{Spot}} + P_{s,t}^{\text{Ausgleich,+}} - P_{s,t}^{\text{Ausgleich,-}}$ bewertet.

Das Leistungsentgelt ist dagegen von der maximalen Bezugsleistung während eines Abrechnungszeitraums wie zum Beispiel eines Jahres abhängig. Die momentane Bezugsleistung wird neben der angenommenen Nachfrage wesentlich von dem Betrieb der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung bestimmt. Jedoch ist der betrachtete Zeitraum der Optimierung auf eine Planungsperiode entsprechend des Prognosehorizonts des jeweiligen Szenariobaums beschränkt. Daher ist es nicht möglich, die tatsächliche maximale Bezugsleistung des gesamten mit der rollierenden Planung betrachteten Zeitraums während der Optimierung zu erfassen und zu beeinflussen. Für die Ermittlung der Höhe des Leistungspreisentgeltes in der momentan betrachteten Planungsperiode wird daher die in den vorangegangenen Planungsperioden maximale Bezugsleistung berücksichtigt. Dazu wird zunächst für die erste Planungsperiode des betrachteten Zeitraumes die maximale Bezugsleistung zu Null gesetzt. Bei fortschreitender rollierender Planung wird das momentane Maximum mit der in der jeweils vorhergehenden Planungsperiode aufgetretenen maximalen Bezugsleistung verglichen. Für die nachfolgende Planungsperiode wird der höhere Wert aus diesem Vergleich berücksichtigt und mit dem Leistungsentgelt $k_t^{\text{Netzentgelt,LP}}$ multipliziert. Mit diesem Vorgehen können jedoch mögliche höhere Bezugsleistungen während späteren Planungsperioden nicht berücksichtigt werden. Dies führt daher zu einer Unterschätzung der Höhe der aufzubringenden Leistungsentgelte.

Im Allgemeinen werden in Abhängigkeit des Leistungsfaktors λ des Bezugs aus der vorgelagerten Netzebene ferner Netznutzungsentgelte für den Austausch von Blindleistung erhoben. Je nach Preisgestaltung der verschiedenen Netzbetreiber wird ab einer festgelegten Höhe des Leistungsfaktors λ ein vermindertes Arbeitspreisentgelt erhoben.

⁹⁶ Da mit dem für diese Arbeit entwickelten Optimierungsmodell die betrieblichen Kosten zur Nachfragedeckung in einem Verteilungsnetz mit angeschlossenen Anlagen der verteilten Erzeugung minimiert werden, werden die in Abschnitt 2.2 diskutierten vermiedenen Netznutzungsentgelte nicht berücksichtigt.

Da der für die spätere Anwendung angenommene Verlauf der elektrischen Nachfrage einen hohen durchschnittlichen Leistungsfaktor von 0,975 aufweist, siehe Abschnitt 4.1.1, und die Berücksichtigung eines vom Leistungsfaktor abhängigen Blindarbeitspreisentgeltes zu einer weiteren nichtlinearen Modellkomponente führen würde, wird hier approximativ ein fester Kostensatz $k_t^{\text{Netzentgelt,Q}}$ für den Austausch von Blindleistung $Q_{s,t}^{\text{Bezug}}$ angenommen.

- Bewertung von angefahrenen Elektrizitätserzeugungsanlagen und Speicherfüllständen: Der betrachtete Zeitraum der Optimierung ist auf den Prognosehorizont der jeweiligen Planungsperiode beschränkt, siehe Abschnitt 3.4.1. Bei Betrachtung einer singulären Planungsperiode wäre es kostenoptimal, zum Ende des Optimierungshorizontes Kraftwerke abzufahren bzw. Speicher vollständig zu leeren. Dies würde jedoch für mehrere sukzessiv aufeinander folgende Planungsperioden zu einem insgesamt nicht kostenoptimalen Betrieb führen. Daher muss zu Ende T einer Planungsperiode der Wert bzw. die Opportunitätskosten angefahrener Elektrizitätserzeugungsanlagen $P_{i,e,s,T}^{\text{An}}$ und des Füllstands von Elektrizitätsspeichern $V_{i,e,s,T}^{\text{Speicher}}$ in der Zielfunktion berücksichtigt werden. Die Bewertung mit den nach Betrachtung einer Planungsperiode neu bestimmten Parametern $k_{i,e,T}^{\text{An,Wert}}$ für Stromerzeugungsanlagen und $k_{i,e,T}^{\text{Speicher,Wert}}$ für Elektrizitätsspeicher erfolgt auf Basis der marginalen Grenzkosten bzw. Schattenpreise der entsprechenden Einsatzrestriktionen der angefahrenen Kraftwerkskapazitäten und des Speicherfüllstandes, siehe Abschnitt 3.4.3.2.

Damit ergibt sich die folgende Formulierung der Zielfunktion bei Minimierung des Zielfunktionswertes Z :

$$\begin{aligned}
\min Z = & \\
& \sum_{i \in I} \sum_{e \in E} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \pi_s \cdot B_{i,e,s,t} \cdot k_e^{\text{Brennstoff}} && \text{Brennstoffkosten} \\
& + \sum_{i \in I} \sum_{e \in E} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \pi_s \cdot (P_{i,e,t}^{\text{Vortrag}} + P_{i,e,s,t}^+ - P_{i,e,s,t}^-) \cdot k_e^{\text{Wartung}} && \text{sonstige variable Betriebs- und Wartungskosten} \\
& + \sum_{i \in I} \sum_{e \in E} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \pi_s \cdot H_{i,e,s,t} \cdot sv \cdot k_e^{\text{Wartung}} && \\
& + \sum_{i \in I} \sum_{e \in E} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \pi_s \cdot (P_{i,e,s,t}^{\text{An}} - P_{i,e,s,t-1}^{\text{An}}) \cdot k_e^{\text{Start}} && \text{Anfahrkosten} \\
& + \sum_{t \in T} P_t^{\text{Spot}} \cdot k_t^{\text{Spot}} && \text{Bezug vom Spotmarkt} \\
& + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \pi_s \cdot P_{s,t}^{\text{Ausgleich,+}} \cdot k_t^{\text{Ausgleich}} && \text{Bezug von Ausgleichsenergie} \quad (3-44) \\
& + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \pi_s \cdot (P_t^{\text{Spot}} + P_{s,t}^{\text{Ausgleich,+}} - P_{s,t}^{\text{Ausgleich,-}}) \cdot k_t^{\text{Netznutzungsentgelt,AP}} && \text{Netznutzungsentgelt (Arbeitspreis)} \\
& + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \pi_s \cdot \max(P_t^{\text{Spot}} + P_{s,t}^{\text{Ausgleich,+}} - P_{s,t}^{\text{Ausgleich,-}}) \cdot k_t^{\text{Netznutzungsentgelt,LP}} && \text{Netznutzungsentgelt (Leistungspreis)} \\
& + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \pi_s \cdot Q_{s,t}^{\text{Bezug}} \cdot k_t^{\text{Netznutzungsentgelt,Q}} && \text{Netznutzungsentgelt (Blindenergie)} \\
& - \sum_{i \in I} \sum_{e \in E} \sum_{s \in S} \sum_T \pi_s \cdot P_{i,e,s,T}^{\text{An}} \cdot k_{i,e,T}^{\text{An,Wert}} && \text{Wert angefahrener Kraftwerke am Ende des Prognosehorizonts} \\
& - \sum_{i \in I} \sum_{e \in E} \sum_{s \in S} \sum_T \pi_s \cdot V_{i,e,s,T}^{\text{Speicher}} \cdot k_{i,e,T}^{\text{Speicher,Wert}} && \text{Wert des Speicherfüllstandes am Ende des Prognosehorizonts}
\end{aligned}$$

3.4.3 Restriktionen

Im Folgenden werden die für die Beschreibung der Nachfragedeckung sowie des Systembetriebs erforderlichen Modellrestriktionen beschrieben. Zunächst wird auf die Lastdeckung von Wirk- und Blindleistung sowie von Wärme eingegangen. Anschließend finden die für die Be-

schreibung des Kraftwerkseinsatzes und des Netzbetriebs erforderlichen weiteren Restriktionen Erläuterung⁹⁷.

3.4.3.1 Deckung der Nachfrage nach Elektrizität und Wärme

Die Bestimmung des kostenoptimalen Betriebs von Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung auf Basis der in Abschnitt 3.4.1 beschriebenen rollierenden Planung bedingt zwei Restriktionen zur Deckung der Nachfrage nach Wirkleistung⁹⁸. Bei jenen Planungsperioden, die um 12 Uhr eines Tages beginnen sowie den Bezug oder die Lieferung vom/zum Spotmarkt beschreiben, muss vortächlich die für den nachfolgenden Tag erwartete stündliche Nachfrage nach Wirkleistung in den einzelnen Netzknoten $d_{i,t}^{P,Erwartung}$ gedeckt werden, siehe Gleichung (3-45). Dazu kann die Wirkleistungserzeugung der beschriebenen Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und der Elektrizitätsspeicher $P_{i,e,t}^{Vortrag}$ in den jeweiligen Netzknoten, der Bezug vom Spotmarkt P_i^{Spot} sowie die Übertragung von Wirkleistung von benachbarten Netzknoten $P_{i,k,t}^{Vortrag}$ herangezogen werden. Die Einspeisung der vom Spotmarkt bezogenen Elektrizität erfolgt im Anschlussknoten des betrachteten Verteilungsnetzes an die vorgelagerte Netzebene und kann durch Übertragung im Verteilungsnetz an die weiteren Netzknoten weitergeleitet werden. Die Windenergieeinspeisung wird mit dem Erwartungswert der für diese Planungsperioden generierten Prognosen $wind_{i,t}^{Erwartung}$ beschrieben, siehe Abschnitt 3.4.1. Wird eine für die jeweilige Nachfragesituation oder für die Aufnahme in das Elektrizitätsnetz⁹⁹ zu hohe Windenergieeinspeisung erwartet oder ist es kostengünstiger, die Einspeisung von mit Brennstoff befeuerten Elektrizitätserzeugungsanlagen nicht zu verringern¹⁰⁰, so muss die erwartete Windenergieeinspeisung nicht vollständig genutzt werden. Auf der rechten Seite der Nachfragerestriktion der Vortagesplanung (3-45) ist neben der als fehlerfrei prognostizierbar dargestellten Nachfrage nach Wirkleistung die geplante Beladung von Elektrizitätsspeichern $W_{i,e,t}^{Vortrag}$ berücksichtigt. Im Gegensatz zu den anderen Variablen ist die Übertragungsleistung durch eine freie Modellvariable beschrieben, d.h. sie kann auch negative Beträge annehmen, siehe auch Abschnitt 3.3.1.

⁹⁷ Die Beschreibung des Systembetriebs berücksichtigt den Normalbetrieb ohne Störungen. Für alle Berechnungen wird weiterhin von einem quasistationären Endzustand aller Regeleinrichtungen und damit einer Beendigung aller Ausgleichsvorgänge ausgegangen. Ebenso wird eine symmetrische Belastung der Netzelemente wie Übertragungsleitungen betrachtet, siehe auch Abschnitt 2.4.2.

⁹⁸ Im Gegensatz dazu verfügen andere stochastische Optimierungsmodelle der Kraftwerkseinsatzoptimierung nur über eine Nachfragerestriktion, siehe zum Beispiel [24], [182], [239], [240].

⁹⁹ Siehe die Diskussion der möglichen Regelung der Einspeisung durch den Netzbetreiber bei temporärer Überlastung des Elektrizitätsnetzes in Abschnitt 2.2.

¹⁰⁰ Eine nicht erfolgte Reduktion der Einspeisung von mit Brennstoff befeuerten Elektrizitätserzeugungsanlagen kann gegebenenfalls durch Vermeidung von geringeren Wirkungsgraden während des Teillastbetriebs oder einer nachfolgenden Kraftwerksanfahrt zu insgesamt niedrigeren Betriebskosten führen.

$$\sum_{e \in E} P_{i,e,t}^{\text{Vortag}} + \text{wind}_{i,t}^{\text{Erwartung}} - P_{i,t}^{\text{Windreduktion, Vortag}} + P_t^{\text{Spot}} + \sum_{i,k \in I} P_{i,k,t}^{\text{Vortag}} = d_{i,t}^{P, \text{Erwartung}} + \sum_{e \in E} W_{i,e,t}^{\text{Vortag}} \quad (3-45)$$

für $t = 13, \dots, 36$

Nach Bestimmung des für die Vortagesprognose kostenoptimalen Systembetriebs werden die in Gleichung (3-45) enthaltenen Modellvariablen fixiert, siehe Abschnitt 3.4.1. Da hierbei eine fehlerbehaftete Vortagesprognose der Windenergieeinspeisung berücksichtigt wird, kommt es tatsächlich zu einer Über- oder Unterdeckung der Wirkleistungsnachfrage im beschriebenen Verteilungsnetz. Um den Prognosefehler auszugleichen, ist in den nachfolgenden Planungsperioden eine Anpassung des Systembetriebs erforderlich. Hierfür wird die Verteilung des Prognosefehlers auf Basis von aktualisierten Szenariobäumen der Winddargebotsprognose berücksichtigt, siehe Abschnitt 3.4.1. Der in den nachfolgenden Planungsperioden zu deckende Ausgleichsbedarf ist von dem Prognoseszenario s abhängig und ergibt sich aus der Differenz des zuvor angenommenen Erwartungswertes der Windenergieeinspeisung $\text{wind}_{i,t}^{\text{Erwartung}}$ abzüglich der am Vortag bestimmten Reduktion der Windenergieeinspeisung $P_{i,t}^{\text{Windreduktion, Vortag}}$ und dem jeweils aktualisierten Windprognoseszenario $\text{wind}_{i,s,t}^{\text{aktuell}}$. Der Ausgleich kann durch Änderung der Wirkleistungseinspeisung der steuerbaren Elektrizitätserzeugungsanlagen, des Ent- und Beladens von Elektrizitätsspeichern, der Übertragung von Wirkleistung von benachbarten Netzknoten als auch durch Ausgleichsenergie erfolgen. Darüber hinaus kann auch die im jeweiligen Szenario tatsächlich eingespeiste Windleistung mit $P_{i,s,t}^{-, \text{Wind}}$ reduziert werden. In der diesen Ausgleich beschreibenden Gleichung (3-46) bezeichnet ein hochgestelltes „+“ eine Erhöhung, ein hochgestelltes „-“ eine Reduzierung zum Beispiel der Wirkleistungserzeugung $P_{i,e,s,t}$:

$$\sum_{e \in E} (P_{i,e,s,t}^{+} - P_{i,e,s,t}^{-}) + \sum_{e \in E} (W_{i,e,s,t}^{-} - W_{i,e,s,t}^{+}) + \sum_{i,k \in I} (P_{s,t}^{\text{Ausgleich, +}} - P_{s,t}^{\text{Ausgleich, -}}) + \sum_{i,k \in I} P_{i,k,s,t}^{+/-} - P_{i,s,t}^{-, \text{Wind}} \quad (3-46)$$

$$= \text{wind}_{i,t}^{\text{Erwartung}} - P_{i,t}^{\text{Windreduktion, Vortag}} - \text{wind}_{i,s,t}^{\text{aktuell}}$$

Neben der Nachfrage nach Wirkleistung muss der Blindleistungsbedarf im abgebildeten Verteilungsnetz gedeckt werden. Dieser kann neben der Blindleistungsbereitstellung durch Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und durch Blindleistungskompensationsanlagen an einem Netzknoten $Q_{i,e,s,t}$, durch Bezug aus dem vorgelagerten Netz $Q_{s,t}^{\text{Bezug}}$ und durch Blindleistungsübertragung von benachbarten Netzknoten $Q_{i,k,s,t}$ ausgeglichen werden. Die Nachfragerestriktion der Blindleistung (3-47) differenziert dabei nicht zwischen der Vortagesplanung und nachfolgenden Planungsschritten und ist für jedes Prognoseszenario definiert. Da in Abhängigkeit der Technologie der Netzanbindung Elektrizitätserzeugungsanlagen sowohl kapazitive als auch induktive Blindleistung bereitstellen können, siehe Abschnitt 2.4.3, und ein Bezug oder eine Abgabe von Blindleistung in die vorgelagerte Netzebene möglich ist, können alle in dieser Restriktion berücksichtigten Modellvariablen positive und negative Beträge annehmen.

$$\sum_{e \in E} Q_{i,e,s,t} + Q_{s,t}^{\text{Bezug}} + \sum_{i,k \in I} Q_{i,k,s,t} = d_{i,t}^Q \quad (3-47)$$

Um die bei Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) teilweise zu beachtende Abhängigkeit der Elektrizitätserzeugung von der Wärmeauskopplung abbilden zu können, siehe Abschnitt 3.4.3.2, wird an jenen Netzknoten mit angeschlossenen KWK-Anlagen ein Wärmebedarf berücksichtigt. Die Deckung der Wärmenachfrage an diesen Knoten wird mit Gleichung (3-48) beschrieben. Die Formulierung ist vergleichbar zu Gleichung (3-47) abhängig von den einzelnen Prognoseszenarien und unterscheidet nicht zwischen Vortagesplanung und nachfolgenden Planungsperioden. Zur Wärmedeckung können auch Heizkessel berücksichtigt werden.

$$\sum_{e \in E} H_{i,e,s,t} = d_{i,t}^H \quad (3-48)$$

3.4.3.2 Betrieb steuerbarer Erzeugungs- und Speicheranlagen

Für eine detaillierte Abbildung des Kraftwerks- und Speicherbetriebs ist eine Formulierung des numerischen Optimierungsmodells auf Basis der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung (GGLP) erforderlich, siehe Abschnitt 3.1. Mit Binärvariablen wird hierbei der An-/Aus-Status der einzelnen Kraftwerke und Speicheranlagen beschrieben, die übrigen Modellvariablen wie zum Beispiel der Elektrizitätserzeugung sind kontinuierlich. Damit ist die exakte Beschreibung von Einsatzrestriktionen wie einzuhaltende An- und Abfahrzeiten, Mindestbetriebszeiten, Mindestleistungen oder Ladezyklen von Speichern möglich, siehe zum Beispiel [180]-[181], [229], [230], [241]. Die GGLP führt jedoch im Vergleich zu einem Optimierungsmodell mit nur kontinuierlichen Variablen zu erheblich längeren Rechenzeiten. Die zur Beantwortung der Fragestellung dieser Arbeit erstellte Kombination einer Einsatzoptimierung mit nichtlinearen Nebenbedingungen zur Abbildung des Netzbetriebs, siehe Abschnitt 3.3, sowie mit stochastischer Optimierung und rollierender Planung, siehe Abschnitt 3.4.1, führt zu einem weiteren Anstieg des Rechenaufwandes. Um die benötigte Rechenzeit einzuschränken¹⁰¹, wurde daher für diese Arbeit auf eine relaxierte Beschreibung des An-/Aus-Status von einzelnen Elektrizitätserzeugungsanlagen durch eine kontinuierliche Variable $P_{i,e,s,t}^{\text{An}}$ der angefahrenen Kapazität zurückgegriffen¹⁰² [233]. Dies führt gegenüber der Abbildung des An-/Aus-Status der Elektrizitätserzeugungsanlagen mit Binärvariablen insbesondere zu einer Überschätzung der Einsatzflexibilität bezüglich der An- und Ausschaltvorgänge und des Teil-

¹⁰¹ Die Rechenzeit des hier diskutierten Modells ohne GGLP beträgt auf einem Rechner mit 3 GHz und 3,2 GB RAM zum Beispiel ca. 25 Stunden für eine betrachtete Woche des Szenarios „WKA+BIOM/BHKW“, siehe Abschnitt 4.1.2.

¹⁰² Siehe auch die Beschreibung eines ähnlichen Modellierungsansatzes für nationale und internationale Elektrizitätssysteme in [227]-[228].

lastverhaltens¹⁰³. Die angefahrene Kapazität $P_{i,e,s,t}^{An}$ ist durch Null und durch die installierte Wirkleistungskapazität $kap_{i,e}^{P_{max}}$ einer Elektrizitätserzeugungsanlage beschränkt. Weiterhin entspricht die angefahrene Kapazität eines Kraftwerks mindestens der Summe der tatsächlichen Elektrizitätserzeugung bestehend aus der Kombination von Vortagesplanung und der für die einzelnen Szenarien bestimmte Anpassung aufgrund von aktualisierten Prognosen der Windenergieeinspeisung:

$$P_{i,e,t}^{Vortag} + P_{i,e,s,t}^+ - P_{i,e,s,t}^- \leq P_{i,e,s,t}^{An} \quad (3-49)$$

Damit kann die tatsächliche Elektrizitätserzeugung nicht die installierte Wirkleistungskapazität einer Erzeugungsanlage übertreffen. Die mit der rollierenden Planung bestimmte tatsächliche Elektrizitätserzeugung $P_{i,e,t}^{Vortag} + P_{i,e,s,t}^+ - P_{i,e,s,t}^-$ eines Kraftwerks muss ferner größer sein als die angefahrene Kapazität multipliziert mit dem Mindestleistungsfaktor $kap_{i,e}^{min_Faktor}$, siehe Gleichung (3-50).

$$P_{i,e,t}^{Vortag} + P_{i,e,s,t}^+ - P_{i,e,s,t}^- \geq P_{i,e,s,t}^{An} \cdot kap_{i,e}^{min_Faktor} \quad (3-50)$$

Somit erlaubt diese Modellierung gegenüber einer Abbildung des Kraftwerksbetriebs mit GGLP eine kleinere angefahrene Kapazität als in der Realität und damit eine Überschätzung des Teillastbetriebs. Abb. 3-10 illustriert die kontinuierliche Variable $P_{i,e,s,t}^{An}$ der angefahrenen Kapazität im Zusammenhang mit der tatsächlichen Elektrizitätserzeugung $P_{i,e,t}^{Vortag} + P_{i,e,s,t}^+ - P_{i,e,s,t}^-$. Die Variable der angefahrenen Kapazität $P_{i,e,s,t}^{An}$ kann prinzipiell in Abhängigkeit der einzelnen Prognosen der Windenergieeinspeisung bestimmt werden. Sind jedoch Nicht-Antizipativitätsbedingungen bindend, wie zum Beispiel Gleichung (3-51), ergibt sich für die einzelnen Prognoseszenarien ein identischer Wert der Variablen $P_{i,e,s,t}^{An}$.

Mit einer weiteren Restriktion wird gewährleistet, dass die während der Vortagesplanung bestimmte Elektrizitätserzeugung $P_{i,e,t}^{Vortag}$ nicht die installierte Kapazität der Elektrizitätserzeugungsanlage übertrifft. Ebenfalls kann die in den nachfolgenden Planungsperioden mögliche Reduktion der Elektrizitätserzeugung $P_{i,e,s,t}^-$ maximal die Elektrizitätserzeugung der Vortagesplanung $P_{i,e,t}^{Vortag}$ betragen. Dazu vergleichbar ist die mögliche Reduktion der Windenergieeinspeisung während der Vortagesplanung und während den nachfolgenden Planungsperioden nicht größer als deren angenommener Erwartungswert bzw. als der Wert des entsprechenden Prognoseszenarios.

¹⁰³ Einen Vergleich der Abbildung des An-/Aus-Status von Kraftwerken mit einer binären und einer kontinuierlichen Variable gibt [234] für ein Elektrizitätssystemmodell Deutschlands. Für die Ermittlung der Systembetriebskosten und des Elektrizitätsaustausches zwischen Modellzonen, wesentliche Untersuchungsgegenstände dieser Arbeit, ergeben sich bei dem in [234] untersuchten Anwendungsfall nur geringe Abweichungen.

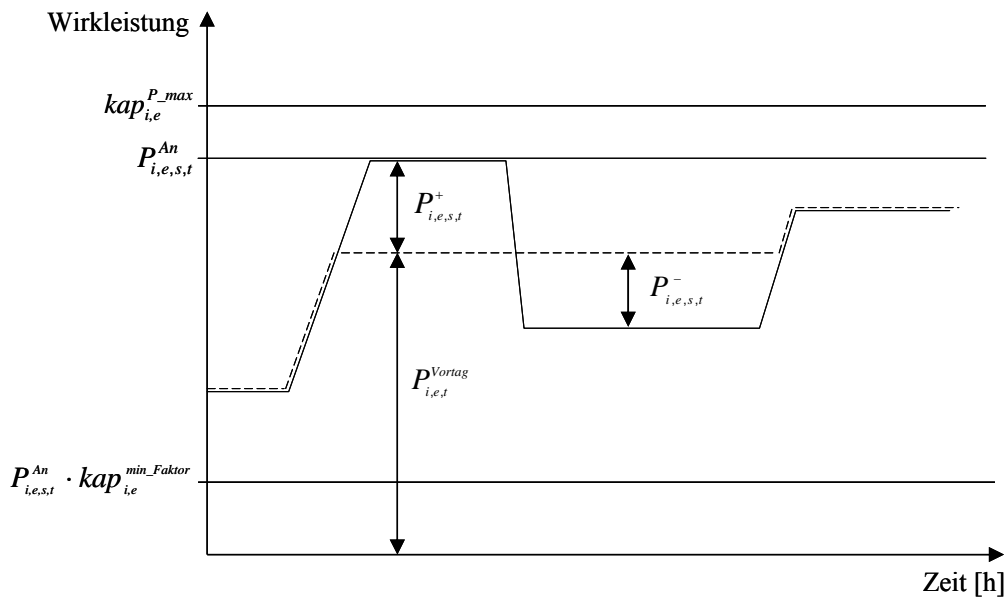


Abb. 3-10: Kontinuierliche Variable der angefahrenen Kapazität $P_{i,e,s,t}^{An}$ und tatsächliche Elektrizitätserzeugung [233]

Die intertemporale Flexibilität der Elektrizitätserzeugung von steuerbaren und nicht fluktuierenden Erzeugungsanlagen wird durch Restriktionen der Anfahrzeiten sowie der Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten eingeschränkt. Auf Restriktionen der Leistungsänderungsgeschwindigkeit wird verzichtet, da angenommen werden kann, dass die Elektrizitätserzeugung aller betrachteten Anlagen zwischen den abgebildeten diskreten stündlichen Zeitpunkten vollständig von Mindestleistung auf Nennleistung gesteigert werden kann, siehe Abschnitt 2.1.2. Bei Modellen mit GGLP beziehen sich diese Restriktionen auf die Binärvariablen des An-/Aus-Status der einzelnen Elektrizitätserzeugungsanlagen, siehe oben. Entsprechend wird hier die intertemporale Flexibilität der linear relaxierten Variable $P_{i,e,s,t}^{An}$ der angefahrenen Kapazität eingeschränkt.

Vorgegebene Anfahrzeiten werden berücksichtigt, indem die angefahrene Kapazität $P_{i,e,s,t}^{An}$ erst nach Verstreichen einer technologiespezifischen An- und Abfahrzeit geändert werden kann¹⁰⁴. Die entsprechende Gleichung (3-51) stellt zudem sicher, dass die angefahrene Kapazität während dieser Zeit in allen Szenarien s der Windleistungsprognose identisch ist:

$$P_{i,e,s,\tau}^{An} = P_{i,e,s',\tau}^{An} \quad \forall \tau \text{ mit } t \leq \tau \leq t + t^{\text{Anfahrt}} \quad (3-51)$$

Auch wenn Anfahrvorgänge in der Zielfunktion mit zusätzlichen Kosten belegt werden, siehe Gleichung (3-44), wird bei einer alleinigen Berücksichtigung nur von An- und Abfahrzeiten gegebenenfalls einem zu hohen Anlagenverschleiß und den damit verbundenen Kosten nicht ausreichend Rechnung getragen. So können zu niedrig angesetzte Anfahrkosten im Ergebnis

¹⁰⁴ Mit dieser Gleichung werden implizit auch Abfahrzeiten berücksichtigt.

zu häufigeren An- und Abfahrvorgängen führen¹⁰⁵, die die tatsächlichen anfahrbedingten Verschleißkosten der Erzeugungsanlagen über das mit den berücksichtigten Anfahrkosten abgebildete Maß erhöhen würden [242], [243]. Daher werden für eine realitätsnahe Modellierung des kostenoptimalen Betriebs zusätzliche Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten definiert, um einen in Relation mit den angenommenen Anfahrkosten zu unstem Einsatz der Erzeugungsanlagen mit häufigen Anfahr- und Abfahrvorgängen zu vermeiden. Eine angefahrne Stromerzeugungsanlage kann damit erst nach einer technologieabhängigen Mindestbetriebszeit wieder abgefahren werden. Dem vergleichbar kann die Variable der angefahrenen Kapazität $P_{i,e,s,t}^{An}$ maximal nur um jenen Betrag verringert werden, um den diese Variable in den letzten Zeitschritten entsprechend der Mindestbetriebszeit angehoben wurde:

$$P_{i,e,s,t-1}^{An} - P_{i,e,s,t}^{An} \leq P_{i,e,s,\tau}^{An} \quad \forall \tau \text{ mit } t - t_{i,e}^{\min, \text{ein}} \leq \tau \leq t-1 \quad (3-52)$$

Im Gegensatz dazu ist die Erhöhung der angefahrenen Kapazität $P_{i,e,s,t}^{An}$ durch jene Kapazität beschränkt, die in den letzten Zeitschritten entsprechend der Mindeststillstandszeit nicht angefahren war:

$$P_{i,e,s,t}^{An} - P_{i,e,s,t-1}^{An} \leq P_{i,e,s,\tau}^{An} - P_{i,e,s,t}^{An} \quad \forall \tau \text{ mit } t - t_{i,e}^{\min, \text{aus}} \leq \tau \leq t-1 \quad (3-53)$$

Da die Betriebsoptimierung jeweils nur den Prognosehorizont eines Szenariobaums umfasst, müssen zur Einhaltung der Gleichungen (3-51) bis (3-53) die Betriebszustände der Elektrizitätserzeugungsanlagen in den Planungsperioden zuvor berücksichtigt werden.

Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung auf Basis thermischer Prozesse oder Brennstoffzellen sind oftmals mit Kraft-Wärme-Kopplung ausgeführt, siehe Abschnitt 2.1.2. Um bei der Einsatzoptimierung die Wärmeauskopplung und deren Auswirkungen auf die mögliche Elektrizitätserzeugung dieser Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen, sind weitere Restriktionen erforderlich. Dazu wird in dieser Arbeit zwischen Anlagen mit einem Freiheitsgrad, wie zum Beispiel Gegendruckanlagen, und mit zwei Freiheitsgraden, wie zum Beispiel Entnahmekondensationsanlagen, unterschieden [244]. Bei KWK-Anlagen mit einem Freiheitsgrad wird Elektrizität und Wärme mit einem konstanten Verhältnis in Abhängigkeit der Stromkennzahl sk erzeugt. Dies führt zur folgenden Restriktion für diese KWK-Anlagen:

$$P_{i,e,t}^{\text{Vortag}} + P_{i,e,s,t}^+ - P_{i,e,s,t}^- = sk_{i,e} \cdot H_{i,e,s,t} \quad \text{mit } e \in E^{\text{KH}} \quad (3-54)$$

KWK-Anlagen, die zwei Freiheitsgrade aufweisen, erlauben eine von der Elektrizitätserzeugung teilweise unabhängige Wärmeauskopplung. Solche KWK-Anlagen werden in dieser

¹⁰⁵ Dann wird im Gegenzug ein häufiger Betrieb in Teillast mit höheren spezifischen Erzeugungskosten aufgrund des niedrigeren Teillastwirkungsgrades vermieden.

Arbeit als Entnahmekondensationsanlagen beschrieben. Der mögliche Betriebsbereich ist zum einen entsprechend einer Gegendruckanlage begrenzt:

$$P_{i,e,t}^{\text{Vortag}} + P_{i,e,s,t}^+ - P_{i,e,s,t}^- \geq sk_{i,e} \cdot H_{i,e,s,t} \quad \text{mit } e \in E^{2FH} \quad (3-55)$$

Des Weiteren führt die Wärmeauskopplung zu einer gegenüber dem reinen Kondensationsbetrieb unter Berücksichtigung der Stromverlustkennziffer sv reduzierten Elektrizitätserzeugung. Damit ergeben sich weiterhin die beiden folgenden Grenzen der möglichen Elektrizitätserzeugung in Abhängigkeit der Wärmeerzeugung:

$$P_{i,e,t}^{\text{Vortag}} + P_{i,e,s,t}^+ - P_{i,e,s,t}^- \leq P_{i,e,s,t}^{\text{An}} - sv_{i,e} \cdot H_{i,e,s,t} \quad \text{mit } e \in E^{2FH} \quad (3-56)$$

$$P_{i,e,t}^{\text{Vortag}} + P_{i,e,s,t}^+ - P_{i,e,s,t}^- \geq P_{i,e,s,t}^{\text{An}} \cdot kap_{i,e}^{\text{min_Faktor}} - sv_{i,e} \cdot H_{i,e,s,t} \quad \text{mit } e \in E^{2FH} \quad (3-57)$$

Die Wärmeerzeugung aller KWK-Anlagen ist schließlich durch die jeweilige maximale Wärmeleistung $kap_{i,e}^{\text{H_max}}$ begrenzt:

$$H_{i,e,s,t} \leq kap_{i,e}^{\text{H_max}} \quad \text{mit } e \in E^{1FH} \cup E^{2FH} \quad (3-58)$$

Die sich auf Basis dieser Modellierung ergebende approximative Darstellung der möglichen Betriebsbereiche von KWK-Anlagen mit a) einem und b) zwei Freiheitsgraden ist in Abb. 3-11 dargestellt.

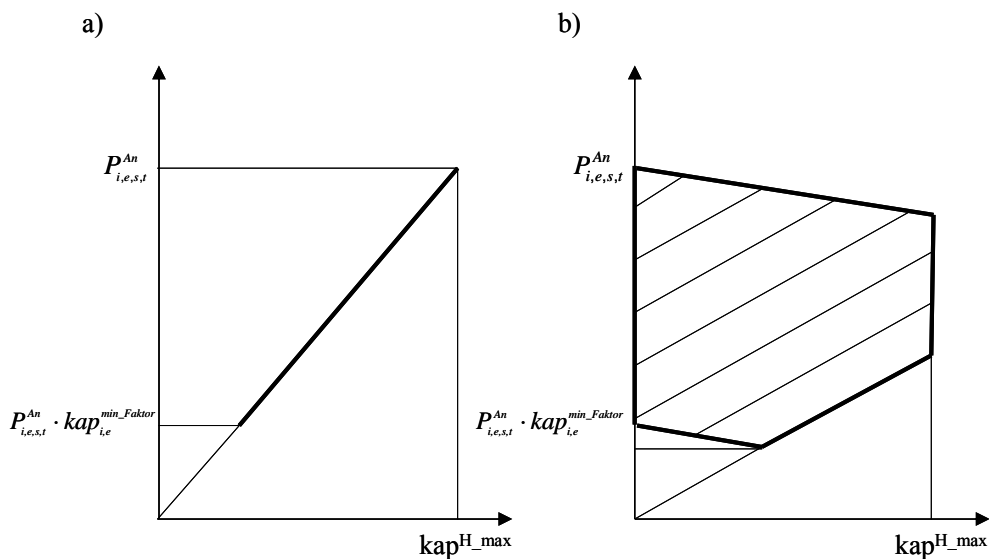


Abb. 3-11: Modellierter Betriebsbereich von KWK-Anlagen mit a) einem und b) zwei Freiheitsgraden (nach [244])

Die Abbildung des Betriebs von Elektrizitätsspeichern, siehe Abschnitt 2.1.2.11, erfolgt mit den im Folgenden erläuterten Restriktionen. Der jeweilige Speicherfüllstand $V_{i,e,s,t}^{\text{Speicher}}$ zur Prognosestunde t ist vom Speicherfüllstand der davor liegenden Prognosestunde $t-1$ sowie der momentanen Beladung bzw. Entladung des Speichers während der Prognosestunde t abhängig¹⁰⁶. Hierbei sind ebenfalls auftretende Speicherverluste zu berücksichtigen, siehe Gleichung (3-59). Diese bestehen aus Selbstentladeverlusten und Verlusten während des Belade- und Entladevorgangs. Selbstentladeverluste von Elektrizitätsspeichern wie insbesondere von den später betrachteten Bleiakkumulatoren sind gering und werden daher im Folgenden nicht weiter berücksichtigt, siehe Tab. 2-6. Die Belade- bzw. Entladeverluste werden bei der Modellierung zusammengefasst und basierend auf dem Wirkungsgrad $\eta_{i,e}^{\text{Speicher}}$ des Speichers dem Beladevorgang zugeschrieben:

$$V_{i,e,s,t}^{\text{Speicher}} = V_{i,e,s,t-1}^{\text{Speicher}} + \eta_{i,e}^{\text{Speicher}} \cdot (W_{i,e,t}^{\text{Vortrag}} + W_{i,e,s,t}^+ - W_{i,e,s,t}^-) - P_{i,e,t}^{\text{Vortrag}} - P_{i,e,s,t}^+ + P_{i,e,s,t}^- \quad (3-59)$$

mit $e \in E^{\text{Speicher}}$

Der Speicherfüllstand kann zum einen das vorgegebene Speichervolumen nicht überschreiten, siehe Gleichung (3-60). In Abhängigkeit des Speichertyps ist zum anderen die Berücksichtigung eines minimalen Speicherfüllstands erforderlich. So wirkt sich zum Beispiel bei Bleiakkumulatoren eine Tiefentladung nachteilig auf die Zyklenlebensdauer aus [19], [20], [38]. Daher wird für den Füllstand der abgebildeten Speicher weiterhin ein einzuhaltendes Minimum definiert:

$$V_{i,e,s,t}^{\text{Speicher}} \leq \text{kap}_{i,e}^{\text{Speicher_Kapazität_max}} \quad \text{mit } e \in E^{\text{Speicher}} \quad (3-60)$$

$$V_{i,e,s,t}^{\text{Speicher}} \geq \text{kap}_{i,e}^{\text{Speicher_Kapazität_min}} \quad \text{mit } e \in E^{\text{Speicher}} \quad (3-61)$$

Die Speicherentladung ist durch die vorgegebene maximale Entladeleistung $\text{kap}_{i,e}^{\text{P-max}}$ begrenzt. Die tatsächliche Beladung, die sich aus der Vortagesplanung und aus der Anpassung für den Ausgleich von Prognosefehlern der Windenergieeinspeisung in den nachfolgenden Planungsperioden ergibt, kann die vorhandene Beladeleistung des Elektrizitätsspeichers $\text{kap}_{i,e}^{\text{Speicher_Laden}}$ nicht überschreiten:

$$W_{i,e,t}^{\text{Vortrag}} + W_{i,e,s,t}^+ - W_{i,e,s,t}^- \leq \text{kap}_{i,e}^{\text{Speicher_Laden}} \quad (3-62)$$

Vergleichbar zur Beschreibung der Elektrizitätserzeugung ist die während der Vortagesplanung gewählte Beladeleistung $W_{i,e,t}^{\text{Vortrag}}$ ebenfalls durch die gegebene Beladeleistung $\text{kap}_{i,e}^{\text{Speicher_Laden}}$ beschränkt. Ferner kann die während den nachfolgenden Planungsperioden mögliche Redu-

¹⁰⁶ Aufgrund der stündlichen Auflösung kann die Beladung mit der Leistung W bzw. die Entladung mit der Leistung P während der Prognosestunde t direkt in der Gleichung des Speicherfüllstandes berücksichtigt werden.

zierung des Beladevorgangs $W_{i,e,s,t}^-$ den Betrag des Ladevorgangs der Vortagesplanung $W_{i,e,t}^{\text{Vortag}}$ nicht übertreffen.

Die Lebensdauer eines Speichers ist bei einzelnen Speichertechnologien, wie insbesondere bei Bleiakkumulatoren, unter anderem von der Zyklenanzahl, also der Häufigkeit der Abfolge von Be- und Entladung, sowie der Entladetiefe der einzelnen Zyklen abhängig. Zur Berücksichtigung der Lebensdauer von Speichern dieser Technologien ist daher bei der Einsatzoptimierung die Beschränkung der Zyklenanzahl notwendig bzw. die Schädigung durch einen Zyklus zu erfassen, siehe zum Beispiel [38]. Jedoch wird in dieser Arbeit mit der Optimierung einer Planungsperiode ein eingeschränkter Zeitbereich beschrieben, siehe Abschnitt 3.4.1. Daher werden hier die durch vermehrtes Be- und Entladen der abgebildeten Speicher verursachten zusätzlichen Kosten nicht berücksichtigt.

In Abhängigkeit der Technologie der Netzanbindung der verteilten Anlagen der Elektrizitätserzeugung, siehe Abschnitt 2.4.3, kann neben der Wirkleistung P kapazitive und induktive Blindleistung Q bereitgestellt werden. Die Abbildung der Blindleistungseinspeisung und -entnahme der einzelnen Erzeugungs- und Speicheranlagen mit Modellrestriktionen ist in Abschnitt 3.3.3 beschrieben. Von der zum Beispiel in der Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz vorgeschriebenen weiteren Begrenzung des Leistungsfaktors der Erzeugungsanlagen wird hier abstrahiert [129].

3.4.3.3 Netzbetrieb und Anbindung an die vorgelagerte Netzebene

Die Elektrizitätsübertragung zwischen den abgebildeten Netzknoten eines Elektrizitätsnetzes wird durch weitere Modellrestriktionen beschrieben. Diese umfassen die in dem vorhergehenden Abschnitt 3.3 diskutierten methodischen Ansätze und Restriktionen:

- Lineare Approximation der komplexen Lastflussrestriktionen für Wirk- und Blindleistungsflüsse nach den Gleichungen (3-36) und (3-37).
- Die Begrenzung der resultierenden Scheinleistungsflüsse durch die thermische Grenzleistung der einzelnen Übertragungsleitungen nach Gleichung (3-17).
- Die Begrenzung der Netzleitwinkel ϑ nach Gleichung (3-16).
- Die zur Einhaltung der Versorgungsqualität vorgeschriebenen Grenzen der Knotenspannungen U_i nach Gleichung (3-15). Die Vorgaben zur relativen Spannungsänderung gegenüber der Situation ohne verteilte Elektrizitätserzeugung werden dagegen nicht weiter betrachtet. So können diese nach [129] bei Berücksichtigung der Möglichkeiten der Spannungshaltung, wie in dieser Arbeit durch die Beschreibung der Blindleistungsbereitstellung der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung, außer Acht gelassen werden.

Zur Abbildung der Deckung der Elektrizitätsnachfrage in einem Verteilungsnetz ist die Möglichkeit des Elektrizitätsbezugs von verschiedenen Märkten wie zum Beispiel dem Spotmarkt

zu berücksichtigen¹⁰⁷, siehe oben. Daher kann das betrachtete Verteilungsnetz nicht isoliert beschrieben werden, vielmehr wird die Anbindung des beschriebenen Verteilungsnetzes an die vorgelagerte Netzebene berücksichtigt. Bezüglich der Beschreibung des Netzbetriebs im betrachteten Verteilungsnetz wird hierbei auf die Abbildung der das Verteilungsnetz speisenden Umspannstation verzichtet. Der Einspeiseknoten vom vorgelagerten Netz wird für die Modellierung des elektrischen Lastflusses als Slackknoten herangezogen, siehe Abschnitt 3.3.1. Die Spannungshöhe an diesem Knoten wird gleich der Nennspannung gesetzt.

Die in dieser Arbeit abgebildeten Systeme der verteilten Elektrizitätserzeugung werden als eigenständige Bilanzkreise definiert, siehe oben. Der Bilanzkreisverantwortliche hat die Aufgabe, in seinem jeweiligen Bilanzkreis stets eine ausgeglichene Bilanz der Einspeisung und Entnahme zu gewährleisten. Hierfür kann neben dem Bezug oder der Lieferung von Elektrizität Ausgleichsenergie herangezogen werden. Damit Ausgleichsenergie nicht missbräuchlich zur geplanten Lastdeckung oder zur Erschließung von weiteren Einnahmequellen genutzt wird, siehe Abschnitt 2.3, erfolgt eine Beschränkung des möglichen Bezugs oder der Abgabe von Austauschenergie $P_{s,t}^{\text{Ausgleich,+}}$ und $P_{s,t}^{\text{Ausgleich,-}}$ auf die Höhe des Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung:

$$P_{s,t}^{\text{Ausgleich,+}} \leq \sum_{i \in I} (\text{wind}_{i,t}^{\text{Erwartung}} - \text{wind}_{i,s,t}^{\text{aktuell}}) \quad \text{wenn} \quad \sum_{i \in I} (\text{wind}_{i,t}^{\text{Erwartung}} - \text{wind}_{i,s,t}^{\text{aktuell}}) \geq 0 \quad (3-63)$$

$$P_{s,t}^{\text{Ausgleich,-}} \leq \left| \sum_{i \in I} (\text{wind}_{i,t}^{\text{Erwartung}} - \text{wind}_{i,s,t}^{\text{aktuell}}) \right| \quad \text{wenn} \quad \sum_{i \in I} (\text{wind}_{i,t}^{\text{Erwartung}} - \text{wind}_{i,s,t}^{\text{aktuell}}) \leq 0 \quad (3-64)$$

¹⁰⁷ Zusätzlich kann auch die Betrachtung einer Rückspeisung aus dem Verteilungsnetz von Interesse sein, zum Beispiel verursacht durch eine zu hohe Elektrizitätseinspeisung von Nutzungssystemen erneuerbarer Energien oder durch Lieferung von mit den Anlagen der verteilten Erzeugung erzeugter Elektrizität an Handelspartner außerhalb des Verteilungsnetzes.

4 Analysen des Betriebs von Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung

Gestützt auf den in Abschnitt 3 erläuterten methodischen Ansätzen werden im Folgenden der kostenoptimale Betrieb von Systemen der verteilten Erzeugung und dessen ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen in Verteilungsnetzen analysiert. Der Fokus der Betrachtungen liegt auf Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung unter anderem mit fluktuierender und nicht fehlerfrei prognostizierbarer Einspeisung aus Windkraftanlagen. Diese sind nach Auswertungen von [83] auf Basis der EEG-Anlagendaten der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber¹⁰⁸ mit Ausnahme der Küstengebiete größtenteils an die Mittelspannungsebene angeschlossen. Die Definition der betrachteten Fallstudien der verteilten Erzeugung sowie des zugrunde liegenden Verteilungsnetzes der Mittelspannungsebene erfolgt in Abschnitt 4.1. Im Anschluss werden in Abschnitt 4.2 die Kosten der in den einzelnen Szenarien beschriebenen Systeme der verteilten Elektrizitätserzeugung sowie in Abschnitt 4.3 der kostenminimale Kraftwerksbetrieb zur Deckung der Wirkleistungsnachfrage diskutiert. Die abgeleiteten Ergebnisse zum Betrieb des betrachteten Verteilungsnetzes, der Auslastung der einzelnen Leitungen und die sich ergebenden Knotenspannungen erläutert abschließend Abschnitt 4.4.

4.1 Definition der betrachteten Szenarien

Die Definition der betrachteten Szenarien gliedert sich in zwei Punkte: Zunächst wird im Abschnitt 4.1.1 die für die Anwendungsszenarien zu Grunde gelegte Topologie des Verteilungsnetzes sowie die an den einzelnen Netzknoten zu deckende Nachfrage nach Elektrizität und Wärme erläutert. Nachfolgend werden in Abschnitt 4.1.2 die betrachteten Szenarien der verteilten Erzeugung sowie die Charakteristika der berücksichtigten Erzeugungsanlagen beschrieben.

4.1.1 Topologie des Verteilungsnetzes und zu deckende Nachfrage

Für eine detaillierte Beschreibung der elektrischen Lastflüsse während der Bestimmung der kostenoptimalen Lastdeckung auf Basis eines numerischen Optimierungsmodells ist neben der Beachtung von Einsatzrestriktionen der Kraftwerke die Modellierung der Netztopologie des beschriebenen Elektrizitätssystems erforderlich. Hierfür sind die Struktur des elektrischen Netzes sowie die elektrotechnischen Eigenschaften der einzelnen Leitungen, insbesondere deren thermische Grenzleistung und Impedanzen, zu berücksichtigen, siehe Abschnitt 3.3.1. Zur Betrachtung der verteilten Elektrizitätserzeugung ist daher ein geeignetes Verteilungsnetz zu definieren. Während die räumliche Struktur des Übertragungsnetzes auf der Höchstspan-

¹⁰⁸ Siehe zum Beispiel die von der EnBW Transportnetze AG veröffentlichten EEG-Anlagendaten [245].

nungsebene von 380 und 220 kV zumindest in angenäherter Form definiert und veröffentlicht ist, siehe zum Beispiel [246] für Deutschland, trifft dies für die große Vielzahl an heterogenen Verteilungsnetzen der Mittel- und Niederspannungsebene nicht zu. Für die in dieser Arbeit durchgeführten Fallstudien des kostenoptimalen Betriebs von Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung soll ein Verteilungsnetz der Mittelspannungsebene zur Anwendung kommen, das für die große Bandbreite der Verteilungsnetzstrukturen möglichst repräsentativ ist.

Vom „International council on large electric systems“ (CIGRE) werden für die Evaluierung der Auswirkungen der verteilten Erzeugung auf die Elektrizitätsübertragung im stationären und transienten Zeitbereich und zur Anwendung von Methoden der Einsatzoptimierung sogenannte Benchmark-Netze vorgeschlagen [247]. Das Benchmark-Netz für die Mittelspannungsebene wurde auf der Basis eines deutschen Verteilungsnetzes abgeleitet¹⁰⁹. Es dient zur Versorgung einer Kleinstadt mit ländlicher Umgebung und weist eine Nennspannung von 20 kV auf, siehe Abb. 4-1 [249]-[252]. Die Versorgung des Verteilungsnetzes aus dem vorgelagerten Hochspannungsnetz der 110 kV-Ebene erfolgt über zwei Umspannstationen. Das Netz lässt sich in zwei Netzsegmente aufgliedern, die durch eine Gleichstromkupplung verbunden sind.

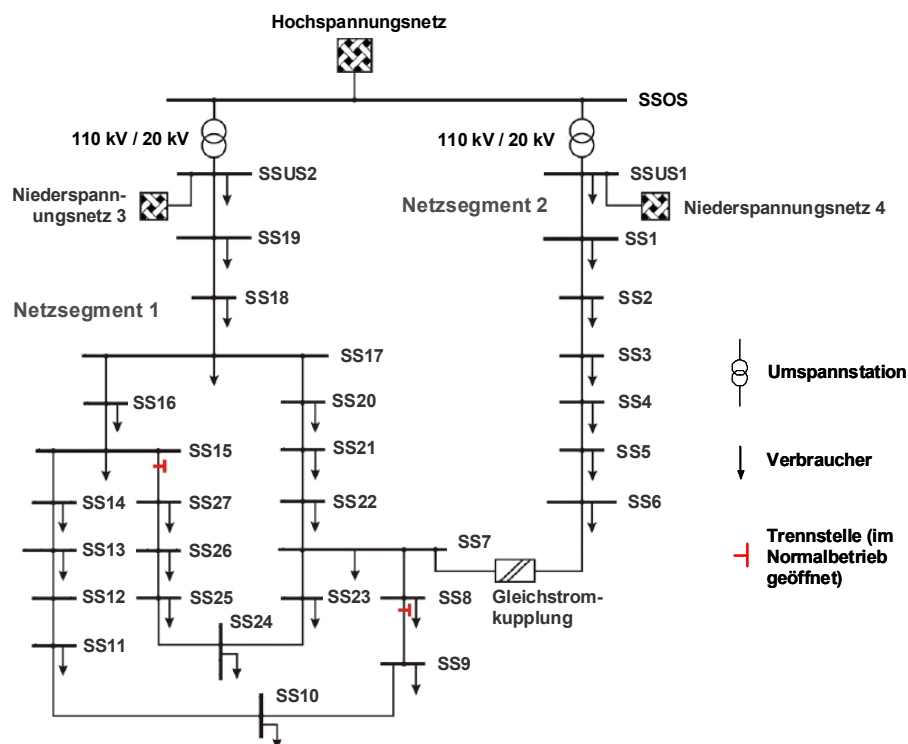


Abb. 4-1: Grundlage des Benchmark-Netzes der CIGRE für die Mittelspannungsebene (unmaßstäbliche Darstellung) [249]-[252]

¹⁰⁹ Ein entsprechendes Benchmark-Netz für die Niederspannungsebene wird in [248] diskutiert.

Das in Abb. 4-1 dargestellte ursprüngliche Verteilungsnetz besteht aus insgesamt 30 Netzknoten bzw. Sammelschienen. Um die Komplexität des Netzes für die Durchführung von Studien zur verteilten Elektrizitätserzeugung zu reduzieren, wurde für das CIGRE-Benchmarknetz der Mittelspannungsebene die Anzahl der Netzknoten reduziert. Es ergibt sich das in Abb. 4-2 dargestellte Elektrizitätsnetz [249].

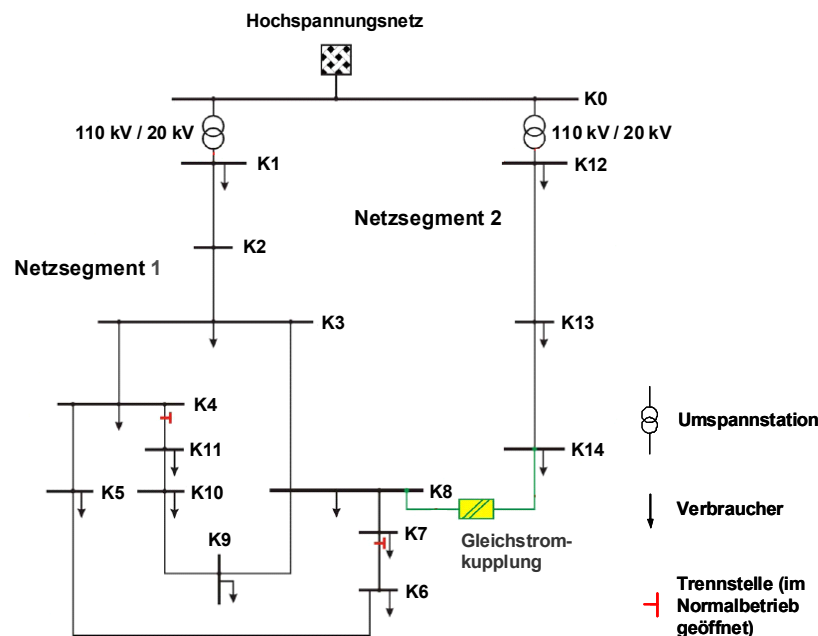


Abb. 4-2: Benchmark-Netz der CIGRE für die Mittelspannungsebene (unmaßstäbliche Darstellung) [249]-[252]

Da das Netzsegment 2 vor allem zur Analyse der Gleichstromkuppung dient, wird im Folgenden die Betrachtung auf das Netzsegment 1 mit 11 Netzknoten beschränkt. Die Gesamtlänge des Verteilungsnetzes beträgt in diesem Netzsegment 15,07 km¹¹⁰. Damit beträgt die Anschlussdichte 0,73 Netzknoten pro Kilometer und das Verteilungsnetz kann nach [113] der ländlichen Kategorie zugeordnet werden, siehe Abschnitt 2.4.1. Zwischen den Netzknoten K4 und K11 sowie zwischen den Netzknoten K6 und K7 befindet sich jeweils eine Trennstelle, die im Normalbetrieb geöffnet ist. Damit erfolgt der Betrieb des Netzes im Normalfall als Strahlennetz. Die Leitungen dieses Verteilungsnetzes sind bis auf die Verbindung zwischen den Netzknoten K1 und K2 als Erdkabel ausgeführt. Die Kennwerte der einzelnen Leitungen des Netzsegmentes 1 sind in Tab. 4-1 zusammengefasst. Die Erdkabelleitungen sind durch niedrigere Resistanz- R' und Reaktanzbeläge X' sowie durch wesentlich höhere Kapazitätsbe-

¹¹⁰ Das Netzsegment 2 weist eine Gesamtlänge von 7,88 km auf.

läge C' gekennzeichnet¹¹¹. Wie für Elektrizitätsnetze auf niederen Spannungsebenen typisch, ergibt sich für alle Leitungen ein niedriges X'/R' -Verhältnis. Damit muss für eine linearisierte Betrachtung des elektrischen Lastflusses in diesem Verteilungsnetz mit einer höheren Approximationsgüte der Fast Decoupled Load Flows modifiziert werden, siehe Abschnitt 3.3.2. Zur Formulierung des numerischen Optimierungsproblems wird Netzknoten K1 als Slackknoten gewählt, siehe Abschnitte 3.3.1 und 3.4.3.3.

Tab. 4-1: Kennwerte der Netzleitungen des CIGRE-Benchmarknetzes für die Mittelspannung [249]-[251]

von Knoten 1	nach Knoten 2	Länge [km]	Thermische Grenzleistung [MVA]	Resistanzbelag R' [Ω /km]	Reaktanzbelag X' [Ω /km]	Kapazitätsbelag C' [nF/km]	X'/R' [-]
K1	K2	2,82	4,85	0,579	0,367	9,93	0,63
K2	K3	4,42	4,85	0,164	0,113	413	0,69
K3	K4	0,61	4,16	0,262	0,121	405	0,46
K3	K8	1,3	4,16	0,172	0,115	411	0,67
K4	K5	0,56	1,73	0,354	0,129	285	0,36
K5	K6	1,54	1,73	0,336	0,126	343	0,38
K6	K7	0,24	1,73	0,256	0,13	285	0,51
K7	K8	1,67	1,73	0,294	0,123	350	0,42
K8	K9	0,32	1,73	0,339	0,13	273	0,38
K9	K10	0,77	1,73	0,399	0,133	302	0,33
K10	K11	0,33	1,73	0,367	0,133	285	0,36
K11	K4	0,49	1,73	0,423	0,134	285	0,32

Die Topologien der an die einzelne Netzknoten des Mittelspannungsnetzes angeschlossenen Niederspannungsnetze werden nicht berücksichtigt, d.h. die Nachfrage der an die jeweiligen Niederspannungsnetze angeschlossenen Verbraucher bzw. die Elektrizitätseinspeisung der jeweils angebundenen Erzeugungsanlagen werden räumlich vollständig aggregiert in den Netzknoten des Mittelspannungsnetzes beschrieben. So wird zum Beispiel das an Netzknoten „SSUS2“ des ursprünglichen Verteilungsnetzes angeschlossene Niederspannungsnetz 3, siehe Abb. 4-1, aggregiert mit den dort direkt angeschlossenen Lasten abgebildet.

Die in den einzelnen Netzknoten aggregierte Elektrizitätsnachfrage wird in stündlicher Auflösung auf Basis der vom damaligen Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW) vorgeschlagenen Standardlastprofilen modelliert [254], [255]. Diese repräsentativen Lastprofile der Elektrizitätsnachfrage stellen Ganglinien dar, die zur Beschreibung des typischen Verbraucherverhaltens von Lastkollektiven geeignet sind [113]. Die Elektrizitätsnachfrage ist

¹¹¹ Für eine allgemeine Übersicht über Kennwerte von Freileitungen und Kabeln in Abhängigkeit der Nennspannung, Querschnitte und der verwendeten Werkstoffe und deren Bestimmung siehe z. B. [116], [253].

unter anderem in die Verbrauchergruppen „Haushalte“ und „allgemeines Gewerbe“ kategorisiert. Die Nachfrageganglinie dieser Verbrauchergruppen eines gesamten Jahres wird durch typische Tage generiert, die nach charakteristischen Zeitzonen eines Jahres, siehe Tab. 4-2, sowie nach charakteristischen Tagen einer Zeitzone differenziert werden. Die Unterscheidung der charakteristischen Tage erfolgt in Werktage, Samstag und Sonntag¹¹². Um die Abhängigkeit der Elektrizitätsnachfrage der Verbrauchergruppe „Haushalte“ von der Jahreszeit darzustellen, wird darüber hinaus das generelle Niveau der Elektrizitätsnachfrage entsprechend den Kalendertage nach [254], [255] dynamisch adaptiert. Damit werden zum einen Sprünge zwischen den charakteristischen Zeitzonen nivelliert und zum anderen die Werte der vorgegebenen Typtagesganglinie derart skaliert, so dass der resultierende Verbrauch im Winter höher als im Sommer ist.

Tab. 4-2: Charakteristische Zeitzonen der Standardlastprofile nach [254]

Zeitzone	Zeitraum
Winter	1. November - 20. März
Übergangszeit	21. März - 14. Mai
	15. September - 31. Oktober
Sommer	15. Mai - 14. September

In Tab. 4-3 sind die nach der Definition des CIGRE-Benchmarknetzes der Mittelspannung an den einzelnen Netzknoten angeschlossenen Verbrauchergruppen sowie deren maximale Wirk- und Blindleistungsnachfrage angegeben [249]. Mit Ausnahme von Netzknoten K2 ist jedem Netzknoten eine Elektrizitätsnachfrage zugeordnet. Die Blindleistungsnachfrage ist stets induktiv. Da die maximale Nachfrage der Verbrauchergruppen „Haushalte“ und „allgemeines Gewerbe“ nicht zum gleichen Zeitpunkt auftritt, ist das tatsächliche Maximum an Netzknoten mit beiden Verbrauchergruppen kleiner als die Summe der jeweils in Tab. 4-3 angegebenen Maxima. Insgesamt ergibt sich für das gesamte Netz eine maximale Last von 20,778 MW und von 4,587 MVAR. Die jährliche Nachfrage nach Wirkenergie beträgt 94035 MWh und nach induktiver Blindenergie 21506 MVARh. Aufgrund der in Netzknoten K1 aggregierten Beschreibung des Niederspannungsnetzes 3 weist dieser Netzknoten mit einer maximalen Nachfrage von 17,018 MW und von 3,504 MVAR einen dominierenden Anteil der Gesamtnachfrage auf. Die in einem Jahr in Netzknoten 1 nachgefragte Wirkenergie summiert sich auf 77382 MWh, die nachgefragte Blindenergie auf 15851 MVARh. Die Gegenüberstellung der zu deckenden Wirk- und Blindleistung ergibt für die Verbrauchergruppe „Haushalte“ einen hohen Leistungsfaktor, während die Verbrauchergruppe „allgemeines Gewerbe“ mit Ausnahme von Netzknoten 1 einen vergleichsweise niedrigen Leistungsfaktor von ca. 0,85 erreicht. Der nied-

¹¹² Gesetzliche Feiertage werden durch Sonntage repräsentiert.

rigere Leistungsfaktor lässt sich durch einen erhöhten Blindleistungsbedarf der Maschinen und Antriebe dieser Verbrauchergruppe begründen. Der auf Basis der Standardlastprofile sich ergebende durchschnittliche Leistungsfaktor der gesamten Elektrizitätsnachfrage des Verteilungsnetzes beträgt 0,975.

Tab. 4-3: Verbrauchergruppen, maximale Wirk- und Blindleistungsnachfrage und Leistungsfaktoren der jeweiligen Verbrauchergruppe an den einzelnen Netzknoten [249]

Netzknoten	Versorgungsfall	P_{\max} [MW]	Q_{\max} [MVar]	$\cos\varphi$ [-]
K1	Haushalte	15,0	3,1	0,979
K1	allg. Gewerbe	5,0	1,0	0,981
K2	-	0	0	-
K3	Haushalte	0,276	0,069	0,970
K3	allg. Gewerbe	0,224	0,139	0,849
K4	Haushalte	0,432	0,108	0,970
K5	Haushalte	0,725	0,182	0,969
K6	Haushalte	0,550	0,138	0,969
K7	allg. Gewerbe	0,077	0,048	0,848
K8	Haushalte	0,588	0,147	0,970
K9	allg. Gewerbe	0,574	0,356	0,849
K10	Haushalte	0,477	0,120	0,969
K10	allg. Gewerbe	0,068	0,042	0,851
K11	Haushalte	0,331	0,083	0,969

Die erhaltenen Ganglinien der Nachfrage nach Wirk- und Blindleistung sind in Abb. 4-3 am Beispiel der Netzknoten K3, K5 und K9 in stündlicher Auflösung für ein Kalenderjahr dargestellt. In Netzknoten K3 werden die beiden Verbrauchergruppen „Haushalte“ und „allgemeines Gewerbe“ beschrieben. Im Gegensatz zu Knoten K5 ist hier die Abhängigkeit der Nachfrage von der Jahreszeit durch den Einfluss der Verbrauchergruppe „allgemeines Gewerbe“ schwächer ausgeprägt. Weiterhin ist aufgrund des niedrigeren Leistungsfaktors die Nachfrage nach Blindleistung in Relation zur nachgefragten Wirkleistung vergleichsweise hoch. Netzknoten, in denen wie zum Beispiel in Netzknoten K9 allein die Verbrauchergruppe „allgemeines Gewerbe“ vorgesehen ist, sind durch einen stufenförmigen Verlauf der Nachfrageganglinie gekennzeichnet.

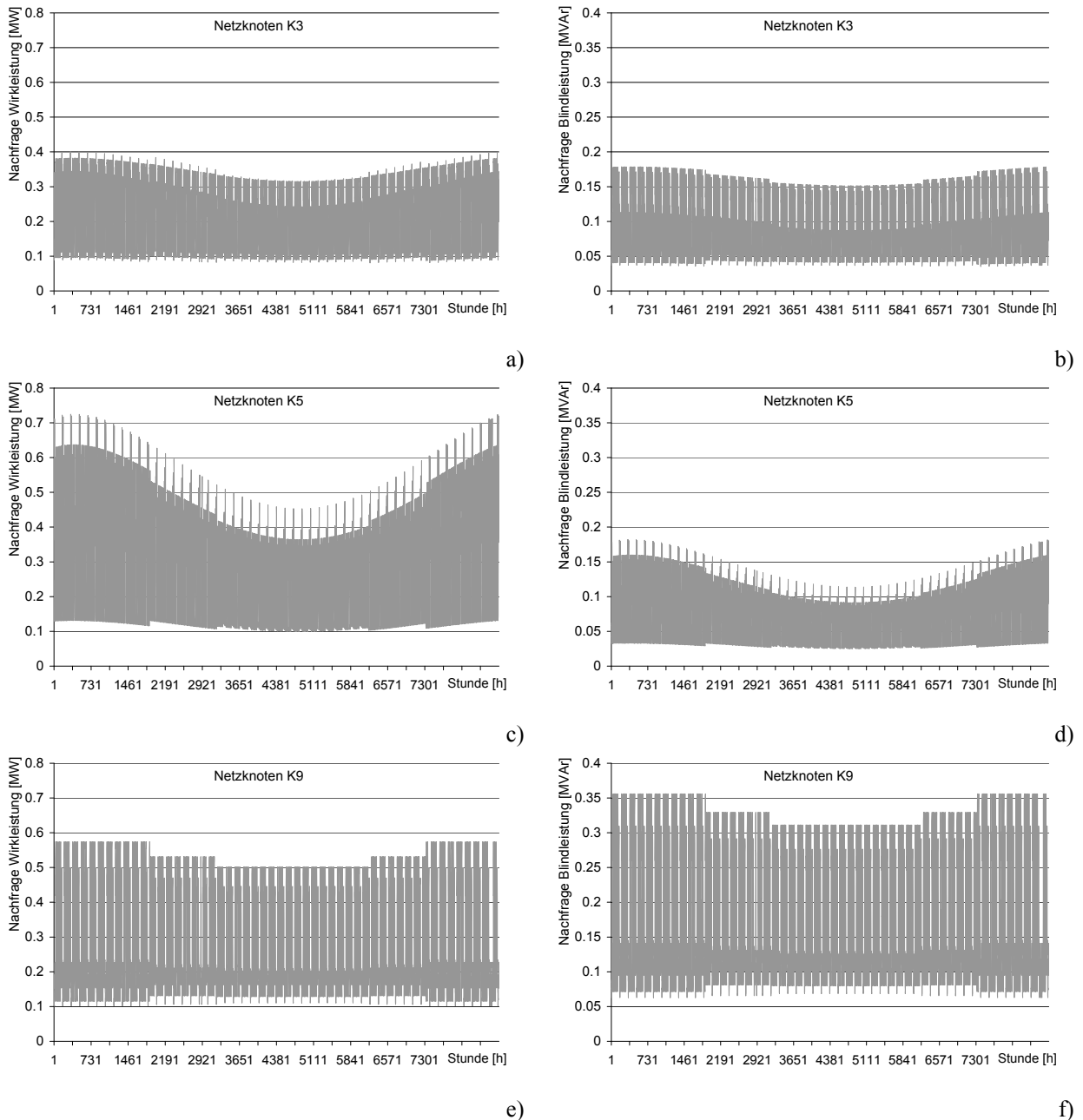


Abb. 4-3: Ganglinie der Nachfrage nach Wirk- und Blindleistung an den Netznoten K3, a) und b), K5, c) und d), sowie K9, e) und f) für ein Kalenderjahr

Zur Modellierung des kostenoptimalen Betriebs von Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung ist neben der Beschreibung der Elektrizitätsnachfrage die Abbildung der Wärmefachfrage in stündlicher Auflösung erforderlich. Hierzu werden für die Netznoten K3, K9 und K10, an denen die in Abschnitt 4.1.2 dargestellten Szenarien Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung berücksichtigen, stündliche Ganglinien auf Basis von typischen Tagesprofilen abgeleitet, wie sie in [34], [256] und [257] für verschiedene Bedarfsfälle vorgeschlagen werden. Vergleichbar zu den Standardprofilen der Elektrizitätsnachfrage unterscheiden sich diese nach den charakteristischen Zeitzonen Winter, Übergangszeit und Sommer. Weiterhin wird zwischen typischen Werk- und Sonn-/Feiertagen sowie für die Winter- und

Übergangsperiode zwischen trüber und heiterer Witterung unterschieden. Für die Anwendung in dieser Arbeit wird auf Tagesganglinien mit heiterer Witterung zurückgegriffen.

Die Wärmeversorgung erfolgt jeweils durch ein angenommenes Nahwärmesystem, dessen Leitungsverluste 5 % der Wärmenachfrage betragen [58]. Die Ganglinien beschreiben an Netzknoten K3 den Wärmebedarf von mehreren Wohnsiedlungen mit Hallenbad und an Netzknoten K9 und K10 den Wärmebedarf zur Raumheizung sowie der Warmwasserversorgung von 300 Wohneinheiten. Der Maximalwert der nachgefragten Wärmelast beträgt an Netzknoten K3 8,37 MW_{th} und an Netzknoten K9 und K10 jeweils 1,029 MW_{th}. Die sich ergebenden Ganglinien der Wärmenachfrage sind in Abb. 4-4 dargestellt. Deutlich sind anhand der Stufen die charakteristischen Zeitzonen eines Jahres erkennbar.

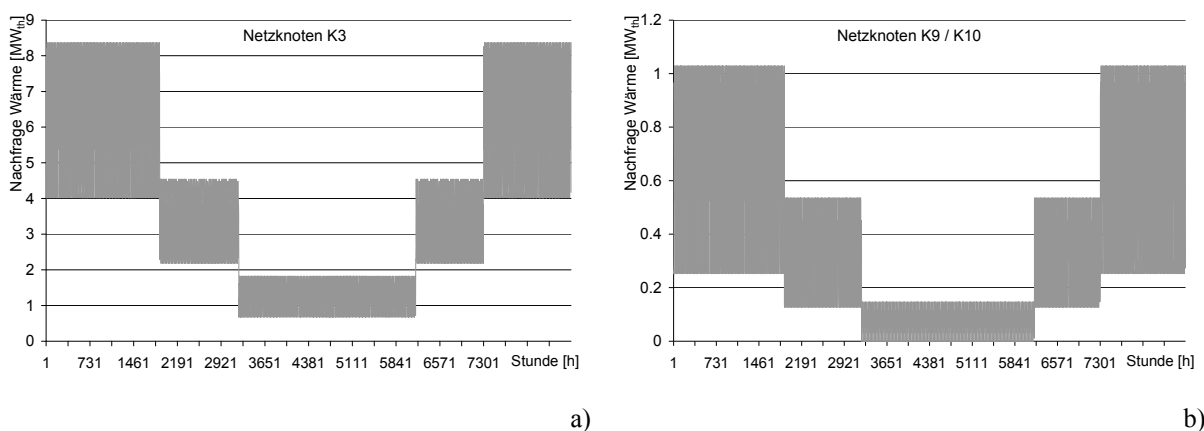


Abb. 4-4: Ganglinie der Nachfrage nach Wärme an den Netzknoten a) K3 und b) jeweils Netzknoten K9 und K10 für ein Kalenderjahr

4.1.2 Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die ökonomischen und technisch-betrieblichen Auswirkungen der Nutzung von Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen sind neben dem Durchdringungsgrad und dem Anschluss der Erzeugungsanlagen an verschiedene Knoten eines Verteilungsnetzes insbesondere von den eingesetzten Technologien der verteilten Elektrizitätserzeugung abhängig. Mit einer begrenzten Anzahl an Szenarien können aufgrund der Heterogenität der Systeme der verteilten Elektrizitätserzeugung sowie der Topologien von Verteilungsnetzen keine allgemeinen Aussagen getroffen werden. Die in dieser Arbeit betrachteten Szenarien der verteilten Erzeugung fokussieren die Nutzung der Windenergie in dem im vorhergehenden Abschnitt dargestellten Verteilungsnetz der Mittelspannungsebene. Hierbei weisen die einzelnen Szenarien ein identisches Winddargebot auf. Durch variierende Ergänzung der beschriebenen Windkraftanlagen mit Elektrizitätsspeichern oder mit zusätzlichen steuerbaren Elektrizitätserzeugungsanlagen wird der Fragestellung nachgegangen, wie die fluktuierende und nicht perfekt prognostizierbare Windenergieeinspeisung kostenoptimal aufgenommen und ausgeglichen werden kann. Die zusätzlichen Anlagen können ebenfalls zur Nachfragedeckung genutzt

werden. Die Auswirkungen der betrachteten Systeme der verteilten Erzeugung werden durch Vergleich mit einer vollständiger Deckung der Elektrizitätsnachfrage aus der vorgelagerten Netzebene bestimmt und bewertet. Aufgrund der gemeinsamen Einsatzoptimierung der berücksichtigten Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und -speicherung kommt der ermittelte kostenoptimale Betrieb dem eines Anlagenverbundes eines virtuellen Kraftwerkes gleich¹¹³, siehe Abschnitt 2.1.3.

Die folgenden Szenarien werden betrachtet; eine Übersicht über die Anordnung der jeweiligen Anlagen der Elektrizitätserzeugung und -speicherung an die einzelnen Netzknoten des Verteilungsnetzes gibt Abb. 4-5:

1. „Referenz“: An das betrachtete Verteilungsnetz sind keine Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung angeschlossen. Die zur Deckung der Nachfrage nach Wirk- und Blindleistung erforderliche Elektrizität wird vollständig aus dem vorgelagerten Hochspannungsnetz bezogen. Zusätzlich liegt an den Netzknoten K3, K9 und K10 ein Wärmebedarf vor, der in diesem Szenario vollständig mit erdgasbefeuerten Heizkesseln gedeckt wird.
2. „WKA“: An den Netzknoten K2 und K4 wird die fluktuierende Einspeisung von jeweils zwei räumlich nebeneinander stehenden Windkraftanlagen, an Netzknoten K6 von einer Windkraftanlage beschrieben. Der zeitliche Verlauf des Winddargebots sowie die Prognosefehler der Windenergieeinspeisung werden auf Basis von drei historischen Windgeschwindigkeitsganglinien des Jahres 2007 in stündlicher Auflösung und der Leistungskennlinie der Windkraftanlage Nordex S70/1500 mit einer Nennleistung von 1,5 MW und einer Nabenhöhe von 70 Metern abgebildet¹¹⁴, siehe Anhang A.2 [258], [259]. Es ergibt sich ein Winddargebot entsprechend 1722 Volllaststunden an Netzknoten K2, 1745 Volllaststunden an Netzknoten K4 und 1762 Volllaststunden an Netzknoten K6. Die Dichtefunktion des Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung wird mittels stochastischer Programmierung beschrieben. Der Ausgleich der Einspeisefluktuationen und der Prognosefehler kann in diesem Szenario durch das vorgelagerte Hochspannungsnetz und durch bedarfsorientierte Begrenzung der Windenergieeinspeisung erfolgen. Damit wird gegebenenfalls von der durch das EEG gewährten Einspeisepriorität der Windkraftanlagen abgesehen. Der Wärmebedarf an den Netzknoten K3, K9 und K10 wird wie im Referenzszenario durch erdgasbefeuerte Heizkessel gedeckt.
3. „WKA+Speicher“: Zusätzlich zu den im Szenario „WKA“ beschriebenen fünf Windkraftanlagen ist in diesem Szenario an Netzknoten K3 und K8 jeweils ein Elektrizitäts-

¹¹³ Da ferner die Restriktionen des Netzbetriebes in dem zugrunde gelegten Verteilungsnetz beachtet werden, siehe Abschnitt 3.3, entspricht der ermittelte Betrieb darüber hinaus den in dieser Arbeit beschriebenen Kriterien eines „intelligenten Stromnetzes“.

¹¹⁴ Dazu wurden die in einer Höhe von 10 m gemessenen Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe transformiert. Es wurde hierbei davon ausgegangen, dass sich die Nabenhöhe stets in der atmosphärischen Prandtl-Schicht befindet und somit die Hellmann'sche Höhenformel zur Anwendung kommen kann [45], [260].

speicher in Form eines Blei-Säure-Akkumulators abgebildet. Diese können zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung der Windkraftanlagen sowie zur Aufnahme von Elektrizität aus der vorgelagerten Netzebene genutzt werden. Der Akkumulator an Netzknoten K3 ist bezüglich der maximalen Entlade- und Beladeleistung sowie des nutzbaren Speichervolumens gegenüber dem Akkumulator an Netzknoten K8 deutlich größer. Zur Deckung des Wärmebedarfs an Netzknoten K3, K9 und K10 werden erneut erdgasbefeuerte Heizkessel herangezogen.

4. „WKA+BIOM/BHKW“: Neben der Nutzung von Windkraftanlagen wie im Szenario „WKA“ ist in Netzknoten K3 ein mit Holzhackschnitzeln aus Waldholz befeuertes Biomasseheizkraftwerk beschrieben. Jeweils ein erdgasbetriebener Verbrennungsmotor in Form eines Blockheizkraftwerkes und verhältnismäßig kleiner Erzeugungsleistung wird weiterhin an den Netzknoten K9 und K10 abgebildet. Mit diesen Anlagen können sowohl die fluktuierende Windenergieeinspeisung ausgeglichen als auch zusätzlich die vorgegebene Elektrizitäts- und Wärmenachfrage im betrachteten Verteilungsnetz gedeckt werden. Die Leistung der in diesem Szenario weiterhin an Netzknoten K3, K9 und K10 vorhandenen Heizkesseln wird gegenüber den anderen Szenarien nicht verringert, d.h. die Wärmenachfrage kann weiterhin vollständig mit diesen Heizkesseln gedeckt werden. Damit ist der Betrieb der KWK-Anlagen zur Deckung der Wärmenachfrage nicht zwingend erforderlich.
5. „WKA+BHKW“: Hier wird anstatt des in Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ an Netzknoten K3 angeschlossenen Biomasseheizkraftwerks ein mit Erdgas betriebener Verbrennungsmotor vergleichbarer Nennleistung und in Ausführung als Blockheizkraftwerk berücksichtigt. Die weiteren Erzeugungsanlagen, einschließlich der Windkraftanlagen und der Heizkessel, sind mit dem Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ identisch.

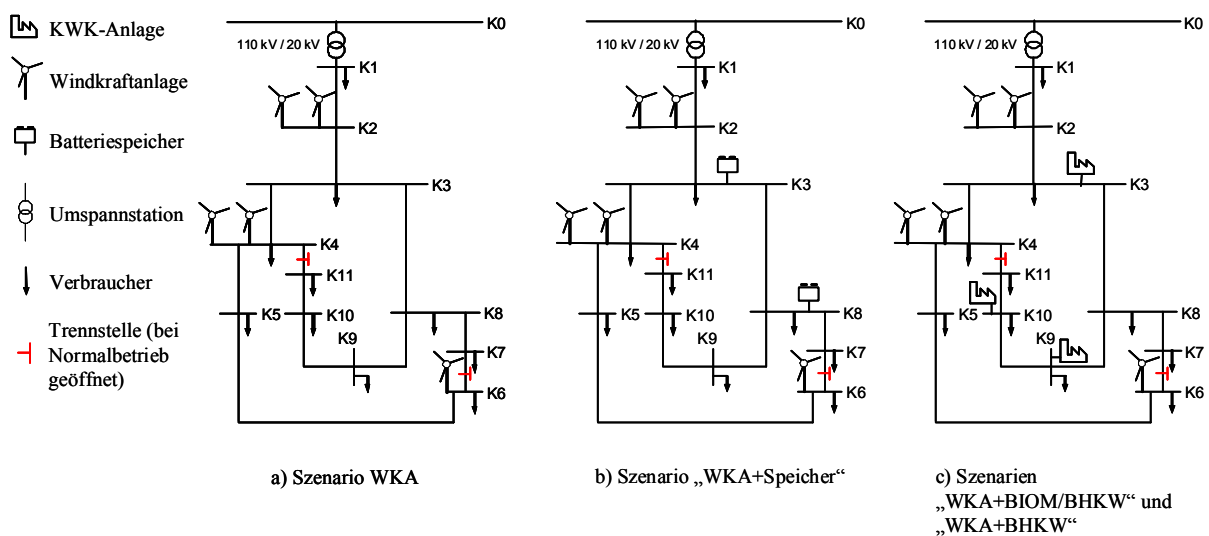


Abb. 4-5: Anordnung der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und -speicherung im Verteilungsnetz in den betrachteten Szenarien

Die angenommenen technischen und ökonomischen Parameter der betrachteten Anlagen der Elektrizitätserzeugung und -speicherung, siehe auch die Technologiecharakterisierung in Abschnitt 2.1.2, sind in Tab. 4-4 zusammengefasst. Eine Übersicht zu den technischen Parametern der abgebildeten Wärmeerzeugungsanlagen gibt Tab. 4-5. Die Elektrizitätserzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung sind ausnahmslos als Gegendruckanlagen mit einem Freiheitsgrad ausgeführt, siehe zum Beispiel [36], [262]. Für die Dimensionierung dieser Anlagen wurde unterstellt, dass bei einem nicht zentral gesteuerten Betrieb der einzelnen Anlagen zur Deckung der an den Netzknoten gegebenen Elektrizitäts- und Wärmenachfrage 5000 Volllaststunden für einen wirtschaftlichen Betrieb ausreichend sind [113], [263], [264]. Die betrachteten Blockheizkraftwerke auf Basis von Verbrennungsmotoren entsprechen realen Anlagen [27]. Die Abbildung der Netzanbindung folgt der für die jeweilige Anlagentechnologie und -leistung typischen Ausführung, siehe Abschnitt 2.1.2. Die berücksichtigten Grenzen der möglichen Blindleistungsbereitstellung beruhen auf den in Abschnitt 2.4.3 diskutierten Gleichungen und Angaben aus [119]. Für die Windkraftanlagen mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator wird von einer Einspeisung mit einem konstanten Leistungsfaktor von $\cos\varphi = 1$, also einer reinen Wirkleistungseinspeisung, ausgegangen. Damit kann in den betrachteten Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung nur mit den an Netzknoten K3 bzw. K8 angeschlossenen Erzeugungs- und Speicheranlagen die Blindleistung im Verteilungsnetz weitgehend unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung bzw. -aufnahme beeinflusst werden, siehe Abschnitt 2.4.3.

Tab. 4-4: Technische und ökonomische Parameter der betrachteten Anlagen der Elektrizitätserzeugung und -speicherung [14]-[17], [19], [26]-[31], [38], [140], [232], [261]

Parameter	Biomasse-HKW	BHKW, groß	BHKW, klein	Speicher, groß	Speicher, klein	WKA
Netzknoten	K3	K3	K9, K10	K3	K8	K2, K4, K6
Anlagentechnologie	Dampfturbine	Verbrennungsmotor		Blei-Säure-Akkumulator		-
KWK-Typ	Gegendruck			-	-	-
Energieträger	Waldholz	Erdgas	Erdgas	-	-	Windenergie
$kap^{P_{max}}$ [MW _{el}]	1,3	1,295	0,104	1	0,5	1,5
kap^{min_Faktor} [-]	0,25	0,5	0,5	0	0	0
$kap^{H_{max}}$ [MW _{th}]	2,22	1,564	0,151	-	-	-
$\eta_{max,el}$ [%]	18	39	36	-	-	-
$\eta_{min,el}$ [%]	9	33	30	-	-	-
$t^{Anfahrt}$ [h]	2 ^a	1	1	0	0	-
t^{min_ein} [h]	2 ^a	1	1	0	0	-
t^{min_aus} [h]	2 ^a	1	1	0	0	-
$kap^{Speicher_Laden}$ [MW _{el}]	-	-	-	1	0,5	-
$kap^{Speicher_Kapazität_max}$ [MWh]	-	-	-	7,5	3	-
$kap^{Speicher_Kapazität_min}$ [MWh]	-	-	-	2,25	0,9	-
$\eta^{Speicher}$ [%]	-	-	-	0,75	0,75	-
Netzanbindung	SG	SG	ASG	ZKU	ZKU	DASG
$\cos(\varphi_{Nenn})$	0,95	0,95	-0,84	0,93	0,93	1
$kap^{Q_{kap_max}}$ [MVar]	1,35	1,35	-	1	0,5	0
$kap^{Q_{Nenn}}$ [MVar]	0,43	0,43	-	0,4	0,2	0
$kap^{Q_{ind_max,P_{max}}}$ [MVar]	0,27	0,27	-	0,4	0,2	0
$kap^{Q_{ind_max}}$ [MVar]	0,62	0,62	-	1	0,5	0
Inv.-kosten [€ ₂₀₀₇ /kW _{el}]	5200 ^b	498 ^c	1159 ^c	400	400	1360
$k^{Wartung}$ [€ ₂₀₀₇ /MWh _{el}]	3,2	8,75	10	0,5 ^d	0,5 ^d	18
k^{Start} [€ ₂₀₀₇ /MW _{el}] ^e	2	2	2	0	0	0

^a Die Literatur gibt keine Angaben zu Anfahrts-, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten für Dampfturbinenanlagen der verteilten Erzeugung, siehe Abschnitt 2.1.2.5. Daher stellen die hier getroffenen Annahmen Abschätzungen dar.

^b Die Annahme berücksichtigt die vergleichsweise geringe installierte elektrische Leistung der Anlage, siehe auch [29].

^c Die Angaben beruhen auf [27] und beinhalten Kosten einer Generalüberholung während der Nutzungsdauer.

^d Die Literatur gibt keine Angaben zu sonstigen variablen Betriebskosten für Blei-Säure-Akkumulatoren der verteilten Elektrizitätserzeugung. Daher stellen die hier getroffenen Annahmen Abschätzungen dar.

^e Die Literatur gibt keine Angaben zu Anfahrkosten der Anlagen verteilter Elektrizitätserzeugung. Daher stellen die hier getroffenen Annahmen Abschätzungen auf Basis von [140] dar.

Tab. 4-5: Technische Parameter der betrachteten Wärmeerzeugungsanlagen [26]

Parameter	Erdgas-Heizkessel, groß	Erdgas-Heizkessel, klein
Netzknoten	K3	K9, K10
Brennstoff	Erdgas	Erdgas
$kap^{H_{max}}$ [MW _{th}]	8,5	1,05
η_{max} [%]	0,94	0,94
η_{min} [%]	0,925	0,925

Zur modellgestützten Bestimmung der kostenoptimalen Nachfragedeckung in dem betrachteten Verteilungsnetz und des zugehörigen Betriebs der jeweiligen Systeme der verteilten Erzeugung wird bei der folgenden Anwendung nur von einem möglichen Elektrizitätsbezug aus der vorgelagerten Netzebene ausgegangen. Eine Rückspeisung von Elektrizität aus dem Verteilungsnetz in die vorgelagerte Netzebene wird nicht berücksichtigt. Die ökonomische Bewertung des Elektrizitätsbezugs vom Spotmarkt, siehe Abschnitt 3.4, erfolgt auf Basis von historischen stündlichen Spotmarktpreisen für den Folgetag. In den Jahren 2005 bis 2009 betrug der mittlere Spotmarktpreis 47,87 €/MWh bei einer Schwankungsbreite des jährlichen Mittelwertes von 37,99 bis 65,76 €/MWh. Um den Preisverlauf eines ganzen Jahres mit einem insgesamt möglichst durchschnittlichen Preisniveau zu berücksichtigen, wurde das Jahr 2006 mit einem Mittelwert von 50,79 €/MWh für die weitere Betrachtung ausgewählt. Abb. 4-6 zeigt den stündlichen Preisverlauf in diesem Jahr, hierbei sind Elektrizitätspreise höher als 250 €/MWh nicht dargestellt. Kennzeichnend ist das höhere Preisniveau bis etwa Ende März sowie das vermehrte Auftreten von Preisspitzen von Mitte Juli bis Anfang August.

Zur Bewertung der bezogenen bzw. abgegebenen Ausgleichsenergie werden die vom Übertragungsnetzbetreiber EnBW Transportnetze AG für seine Regelzone veröffentlichten Preise ebenfalls des Jahres 2006 berücksichtigt [265]. Diese weisen ein Maximum von 150.87 €/MWh und ein Minimum von 0 €/MWh auf. Da in der Realität der stündliche Ausgleichsenergiepreis nicht ex-ante bekannt ist, siehe Abschnitt 3.4, wird hier anstatt dem historischen Verlauf der jährliche Mittelwert von 49,58 €/MWh verwendet. Dieser ist geringfügig niedriger als der jährliche Mittelwert des Elektrizitätspreises am Spotmarkt.

Die Netznutzungsentgelte für den Bezug von Wirk- und Blindleistung aus der vorgelagerten Netzebene, d.h. für die Umspannung zwischen der Hoch- und Mittelspannungsebene, sind den Preisblättern der EnBW Regional AG aus dem Jahr 2010 entnommen¹¹⁵ [266]. Hieraus ergeben sich bei der hier vorliegenden Jahresbenutzungsdauer von mehr als 2500 Stunden pro Jahr und einer angenommenen Entnahmestelle mit Lastgangzählung für den Wirkleis-

¹¹⁵ Mit der Wahl des Jahres 2010 als Basis für die Netznutzungsentgelte sollen aktuelle Entwicklungen der Netzkosten berücksichtigt werden.

tungsbezug ein Leistungspreis von 38590 €/MWha und ein Arbeitspreis von 2,501 €/MWh inklusive Aufschlag gemäß KWK-Gesetz. Für induktive und kapazitive Blindleistung ist ein Arbeitspreis von 9,2 €/MVarh zu entrichten.

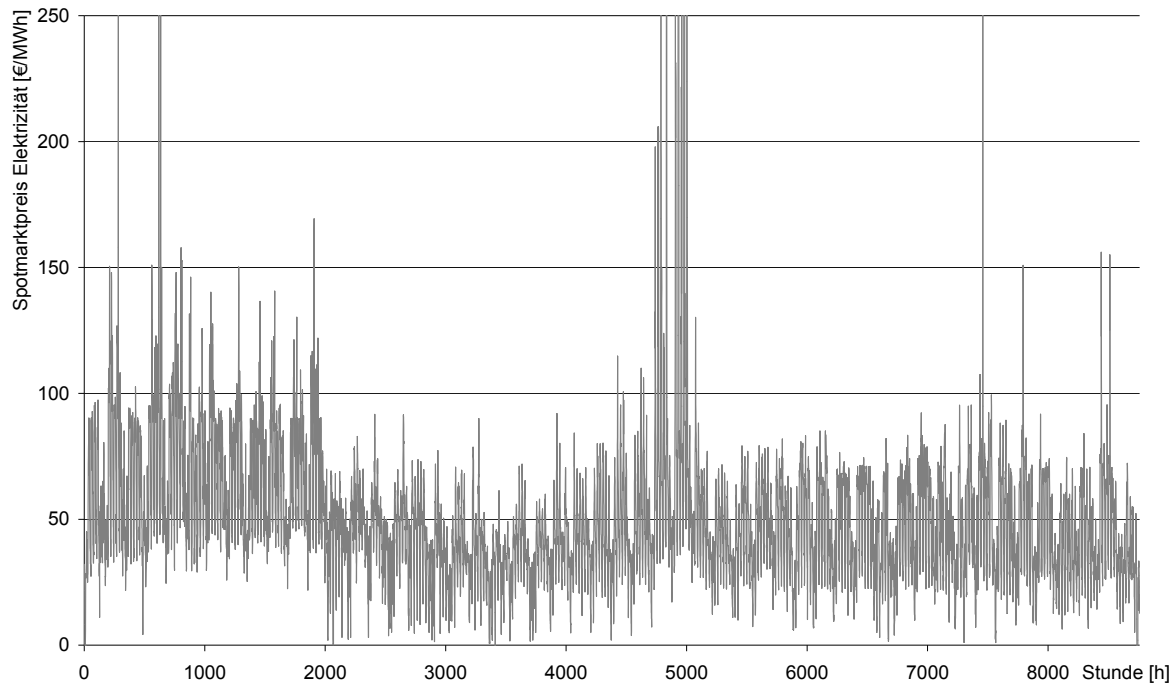


Abb. 4-6: Stündliche Spotmarktpreise für Elektrizität in Deutschland im Jahr 2006 [98].

Analog zu den Preisen für den Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt und für Ausgleichsenergie basieren die für die Höhe der variablen Erzeugungskosten der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung wesentlichen Energieträgerpreise gleichermaßen auf dem Jahr 2006. Sie werden im Einzelnen wie folgt bestimmt: Für das in Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ an Netzknoten K3 vorgesehene Biomasseheizkraftwerk wird die Verfeuerung von Holzhackschnitzeln aus Waldholz unterstellt. Nach den in [267] angegebenen Bandbreiten beträgt der Preis für Waldhackschnitzel mit einem Wassergehalt von 35 % in den Quartalen des Jahres 2006 durchschnittlich minimal 35 €/t. Holz mit 35 % Wassergehalt weist einen Heizwert von 11,171 GJ/t auf, so dass sich auf dieser Grundlage ein Brennstoffpreis von 11,27 €/MWh_{th} ergibt [262], [268]. Der Preis des durch die beschriebenen Blockheizkraftwerke und Heizkessel verfeuerten Erdgases folgt dem in der Statistik der Kohlenwirtschaft für das Jahr 2006 angegebenen Durchschnittspreis von 21,5 €/MWh_{th}¹¹⁶ für Kraftwerksgas bei Abgabe an Letzt- abnehmer [269]. Zusätzlich ist bei Verfeuerung von Erdgas in Heizkesseln die Erdgassteuer von 5,5 €/MWh_{th} nach dem Energiesteuergesetz zu entrichten, siehe Abschnitt 2.2. Im Vergleich mit der Entwicklung der Brennstoffpreise in den Jahren von 2005 bis 2009 stellen die Preise für Waldhackschnitzel, die im Jahr 2009 durchschnittlich minimal 40,34 €/t betragen,

¹¹⁶ In der Statistik der Kohlenwirtschaft werden Energiepreise in [€/t SKE] angegeben. Eine t SKE entspricht 29,308 GJ.

eine moderate Annahme dar, während der angenommene Erdgaspreis eine gute Approximation des durchschnittlichen Preises dieser Jahre von 22,16 €/MWh_{th} darstellt.

Für die Betrachtung der ökonomischen und technisch-betrieblichen Auswirkungen von Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung ist die Berücksichtigung eines längeren Zeitraumes mit variierender Nachfrage und Elektrizitätserzeugung erneuerbarer Energien in hoher zeitlicher Auflösung erforderlich. Dies führt bei Anwendung des in Abschnitt 3.4.1 diskutierten Modellansatzes, mit dem der kostenoptimale Ausgleich von Prognosefehlern der Windenergieeinspeisung durch rollierende Planung in dreistündigen Intervallen beschrieben wird, und Berücksichtigung eines Jahres zu insgesamt 2920 zu lösenden Optimierungsproblemen. Da jedoch die betrachteten Ganglinien der Elektrizitäts- und Wärmenachfrage auf Basis von typischen Tagesprofilen für charakteristische Zeitzonen abgeleitet sind, siehe Abschnitt 4.1.1, sowie die nichtlineare Programmierung in Kombination mit stochastischer Abbildung der Prognosen der Windenergieeinspeisung zu nicht handhabbaren Rechenzeiten führt, wird im Folgenden die Betrachtung auf drei repräsentative Wochen eines Jahres reduziert. Die Selektion dieser drei Wochen, die jeweils montags beginnen und sonntags enden, erfolgt unter simultaner Berücksichtigung der gebildeten Jahresganglinien der Elektrizitäts- und Wärmenachfrage, des Spotmarktpreises für Elektrizität sowie der Windenergieeinspeisung auf der Basis des in Anhang A.3.1 diskutierten Verfahrens zur Szenarienreduktion. Neben der Auswahl von einzelnen Wochen werden weiterhin dazugehörige Gewichtungsfaktoren bestimmt, die als Basis zur Extrapolation von Modellierungsergebnissen auf ein gesamtes Jahr dienen. Eine nähere Darstellung des methodischen Ansatzes ist in [270] zu finden. Mit dieser Herangehensweise ergibt sich für jede charakteristische Zeitzone eine repräsentative bzw. typische Woche¹¹⁷. Die ausgewählten Kalenderwochen und deren Gewichtung zeigt Tab. 4-6. Für das gesamte Jahr beträgt der Anteil der in Tab. 4-2 dargestellten charakteristischen Zeitzonen Winter 38,36 %, Übergangszeit 27,94 % und Sommer 33,7 %. Im Vergleich gewichtet die erhaltene Auswahl an typischen Wochen, bedingt durch den vorgegebenen Verlauf der Ganglinien des Spotmarktpreises und des Windenergieangebots, die Woche der Übergangszeit sowie die Sommerwoche stärker und die Winterwoche schwächer.

Tab. 4-6: Typische Kalenderwochen und deren Gewichtung zur Betrachtung eines gesamten Jahres

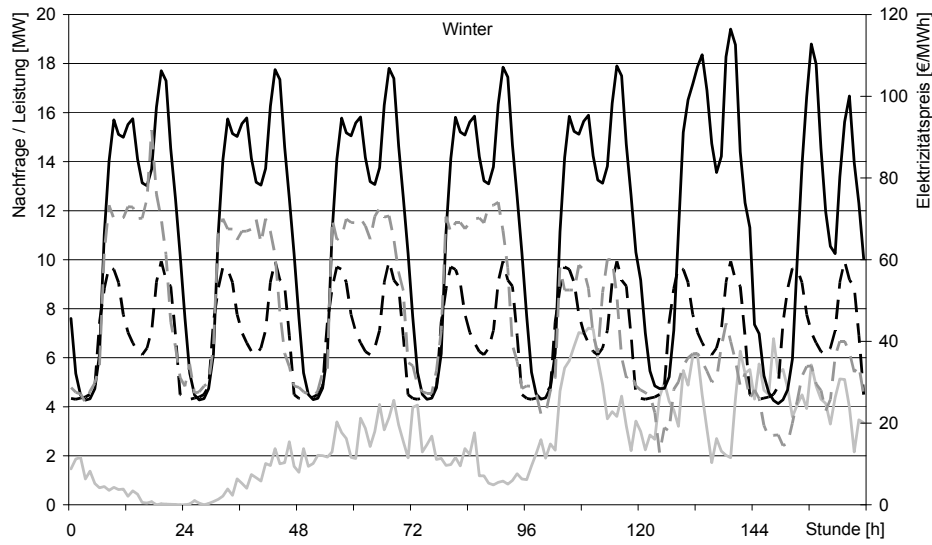
Zeitzone	Kalenderwoche	Gewichtung [%]
Winter	48	19,2
Übergangszeit	42	36,6
Sommer	27	44,2

¹¹⁷ Die als Datengrundlage verfügbaren 52 Wochen eines Jahres werden nicht in einem vorbereitenden Schritt den charakteristischen Zeitzonen zugeordnet und anschließend für jede Zeitzone jeweils eine repräsentative Woche bestimmt, vielmehr betrachtet das Auswahlverfahren alle Wochen des Jahres.

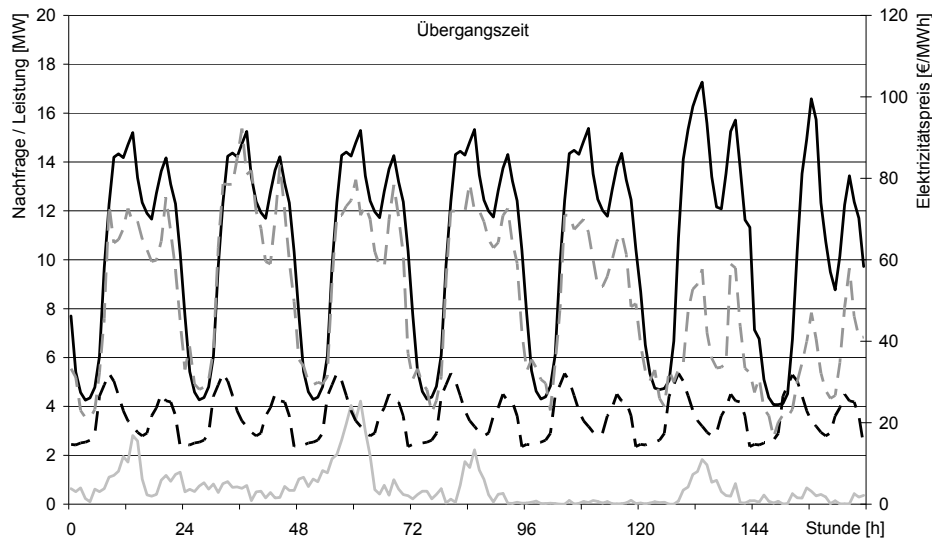
Unter Berücksichtigung der erhaltenen Gewichtungsfaktoren wird ein mittlerer Elektrizitätspreis von 46,97 €/MWh abgebildet¹¹⁸, der somit niedriger als der durchschnittliche Preis des gesamten Jahres 2006 ist. Das gesamte Windenergiedargebot erreicht auf Basis der Gewichtungsfaktoren 1790 Volllaststunden. Den Verlauf des Winddargebots, der Nachfrage nach Wirkleistung und Wärme sowie des Elektrizitätspreises am Spotmarkt stellt Abb. 4-7 für die einzelnen Typwochen dar. Die Typwoche des Winters weist erwartungsgemäß die größte Nachfrage nach Elektrizität und Wärme auf. Deutlich tritt werktags die Abendspitze der Elektrizitätsnachfrage hervor, insgesamt ist die Nachfrage während des Samstags am höchsten. Das Windenergiedargebot mit einer Konzentration auf die zweite Wochenhälfte ist in dieser Typwoche ebenfalls am höchsten und beträgt 23 % der im gesamten Verteilungsnetz nachgefragten Wirkenergie. Bei Betrachtung nur der Netzknoten K2 bis K11 steigt der Anteil der Windenergie auf 127 % der Elektrizitätsnachfrage. Der Elektrizitätspreis am Spotmarkt erreicht in dieser Woche ein durchschnittliches Niveau von 44,87 €/MWh. In der Typwoche der Übergangszeit geht die Elektrizitäts- und Wärmenachfrage zurück. Wie in der Typwoche des Sommers ist die Elektrizitätsnachfrage werktags während den Mittagsstunden am höchsten, erneut zeigt der Samstag die maximale Elektrizitätsnachfrage. Von den drei Typwochen verfügt die Woche der Übergangszeit über das geringste Windenergiedargebot mit einem Anteil von 6 % an der gesamten Elektrizitätsnachfrage und von 34 % an der Nachfrage der Netzknoten K2 bis K11. Im Zeitbereich des abgebildeten Freitags ist das Windenergiedargebot durchgängig nahezu Null. Der Durchschnitt des Elektrizitätspreises ist mit 49,91 €/MWh in dieser Typwoche am höchsten. Die niedrigste Elektrizitäts- und Wärmenachfrage ist in der Typwoche des Sommers gegeben, das Windenergiedargebot ist dahingegen zeitweise hoch. Insgesamt beträgt hier der Anteil der des Windenergiedargebots 19 % an der Gesamtnachfrage des Verteilungsnetzes. Mit Bezug auf die Netzknoten K2 bis K11 ist das Windenergiedargebot mit einem Anteil von 110 % erneut höher als die Nachfrage in diesen Netzknoten. Der Verlauf des Elektrizitätspreises ist vermehrt durch ausgeprägte Preisspitzen und -täler gekennzeichnet, im Mittel fällt das Preisniveau mit 45,46 €/MWh durchschnittlich aus.

Die Höhe der berücksichtigten Elektrizitätspreise am Spotmarkt hat maßgeblichen Einfluss auf die erhaltenen Ergebnisse der Modellierung. Um die Relevanz des Elektrizitätspreisniveaus auf die Kosten der Nachfragedeckung beurteilen zu können, werden Sensitivitätsanalysen basierend auf den Preisverläufen der zuvor ausgewählten Typwochen durchgeführt. Hierzu werden die Elektrizitätspreise zum einen um 5 €/MWh generell erhöht und zum anderen abgesenkt. Dies entspricht jeweils einer Änderung des durchschnittlichen Elektrizitätspreises um rund 11 %. Die weiteren Kostenparameter wie zum Beispiel Ausgleichsenergiepreise und Brennstoffpreise bleiben hierbei unverändert.

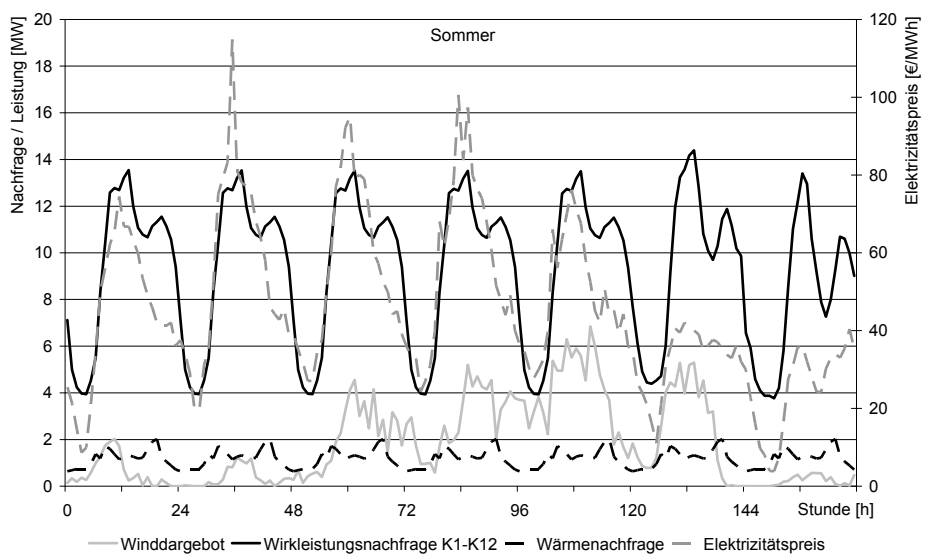
¹¹⁸ Dieser Preis entspricht ferner in etwa der in [23] durchgeführten Projektion des durchschnittlichen Elektrizitätspreises am Spotmarkt im Jahre 2030 mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von 40 % an der jährlichen Netto-Elektrizitätserzeugung und bei einem Ausstieg aus der Kernenergie.



a)



b)



c)

Abb. 4-7: Verlauf des Winddargebots, der Nachfrage nach Wirkleistung und Wärme sowie des Elektrizitätspreises am Spotmarkt der typischen Woche für a) Winter, b) Übergangszeit und c) Sommer

4.2 Ökonomische Auswirkungen

Zentrales Kriterium zur Bewertung der betrachteten Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung sind deren Auswirkungen auf die Kosten der Nachfragedeckung im unterstellten Verteilungsnetz. Zunächst werden hierzu die modellgestützt bestimmten Betriebskosten diskutiert. Diese werden weiterhin den jeweils aufzubringenden Investitionskosten der Systeme der verteilten Elektrizitätserzeugung gegenübergestellt. Im Anschluss werden der stündliche Betrieb der Anlagen der verteilten Erzeugung und -Speicherung sowie der Bezug aus der vorgelagerten Netzebene zur Deckung der Wirkleistungsnachfrage in den betrachteten Typwochen analysiert.

Die Bewertung der Betriebskosten der mit den Szenarien „WKA“, „WKA+Speicher“, „WKA+BIOM/BHKW“ und „WKA+BHKW“ beschriebenen Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung basiert auf einem Vergleich mit dem vollständigen Elektrizitätsbezug von der vorgelagerten Netzebene bzw. vom Spotmarkt für Elektrizität im Referenzszenario. Der Elektrizitätsbezug von der vorgelagerten Netzebene wird mit dem hier formulierten Modellierungsansatz nur dann durch verteilte Elektrizitätserzeugung substituiert, wenn dies die Betriebskosten zur Nachfragedeckung senkt¹¹⁹. Daher kann hier die Nutzung der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung gegenüber dem Referenzszenario nur zu einer Senkung der Betriebskosten für den gesamten betrachteten Zeitraum führen¹²⁰. Die sich in den drei Typwochen für die einzelnen Szenarien ergebenden Betriebskosten vergleicht Abb. 4-8. Die hohe Wirkleistungs- und Wärmenachfrage während der typischen Winterwoche, siehe Abb. 4-7, führt generell zu den höchsten Betriebskosten. Mit sinkender Nachfrage in der typischen Woche der Übergangszeit und des Sommers gehen in allen Szenarien ebenfalls die Betriebskosten zurück. In Abhängigkeit des stündlichen Winddargebots und der Elektrizitätspreise verringern sich die Betriebskosten im Szenario „WKA“ gegenüber dem Referenzszenario. So kommt es in der Typwoche des Winters und des Sommers mit einem vergleichsweise hohen Winddargebot zu einem Rückgang der Betriebskosten um 11 bzw. um 16 %, während die Betriebskosten in der Woche der Übergangszeit mit geringem Winddargebot und gleichzeitig höheren Elektrizitätspreisen um nur 4 % gesenkt werden. Der Einsatz von zwei zusätzlichen Akkumulatoren im Szenario „WKA+Speicher“ senkt die Betriebskosten um rund zwei weitere Prozentpunkte in der Typwoche des Winters und der Übergangszeit sowie um rund vier weitere Prozentpunkte in der typischen Sommerwoche. Zum einen kann mit den Speicheranlagen vermehrt das Winddargebot in das Verteilungsnetz aufgenommen werden, zum anderen wird der Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt optimiert, siehe unten. Darüber hinaus wird der Bezug von Blindenergie aus der vorgelagerten Netzebene reduziert, siehe Abschnitt 4.4. Die

¹¹⁹ Dazu muss im Szenario „WKA“ in den jeweiligen Stunden ferner ein Winddargebot vorliegen.

¹²⁰ Im Szenario „WKA-Speicher“ steigen die Betriebskosten im Vergleich zum Referenzszenario während einzelner Stunden bei Beladung der Batteriespeicher. Das Entladen des Speicherinhalts in den nachfolgenden Stunden führt anschließend zu einer weiteren Senkung der Betriebskosten.

Erweiterung des Szenarios „WKA“ mit steuerbaren Elektrizitätserzeugungsanlagen in den Szenarien „WKA+BIOM/BHKW“ und „WKA+BHKW“ führt zu einer höheren Verminderung der Betriebskosten. Gegenüber dem Referenzszenario beträgt der Rückgang in der typischen Woche des Winters rund 18 %, in der Typwoche der Übergangszeit rund 9 % und in der typischen Sommerwoche rund 20 %. Hierbei ist der Rückgang im Szenario „WKA+BHKW“ um einen halben Prozentpunkt geringfügig höher. So verringert sich der Elektrizitätsbezug aus der vorgelagerten Netzebene bzw. vom Spotmarkt weiter durch zusätzliche Elektrizitätseinspeisung der steuerbaren Erzeugungsanlagen. Weiterhin kann im Szenario „WKA+BHKW“ das beschriebene Winddargebot am besten ausgenutzt werden, siehe unten.

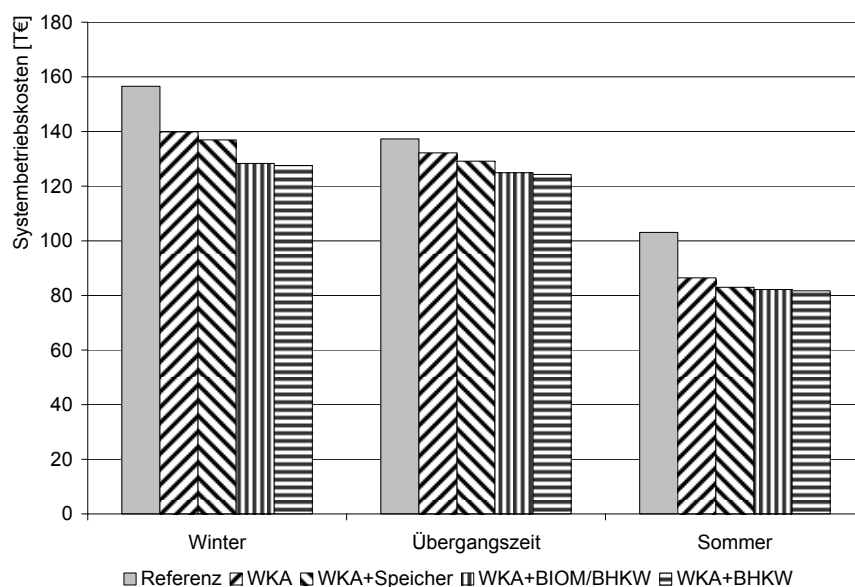


Abb. 4-8: Systembetriebskosten der betrachteten Szenarien in den Typwochen

Zur weiteren Bewertung der einzelnen Szenarien wird im Folgenden der ermittelte Rückgang der Betriebskosten den Investitionskosten der jeweiligen Erzeugungs- und Speichereinrichtungen gegenüber gestellt. Darüber hinaus gehende Investitionskosten für den Anschluss der Erzeugungs- und Speichereinrichtungen an das Verteilungsnetz, für Messwandler zur Aufnahme der jeweiligen Elektrizitätserzeugung und -nachfrage sowie für Steuerungs- und Kommunikationsanlagen zur Regelung und weiteren Überwachung eines Anlagenverbundes der verteilten Elektrizitätserzeugung und -speicherung werden hierbei nicht berücksichtigt.

Unter Berücksichtigung der in Tab. 4-6 angegebenen Gewichtungen der einzelnen Typwochen werden die wöchentlichen Betriebskosten auf die Dauer eines Jahres extrapoliert. Im Referenzszenario belaufen sich die auf diese Weise ermittelten jährlichen Betriebskosten zur Deckung der Elektrizitäts- und Wärmenachfrage im betrachteten Verteilungsnetz auf insgesamt 6.562 T€. Im Vergleich dazu sinken die jährlichen Betriebskosten im Szenario „WKA“ um 647 T€, im Szenario „WKA+Speicher“ um 815 T€, im Szenario

„WKA+BIOM/BHKW“ um 1.001 T€ und im Szenario „WKA+BHKW“ um 1.032 T€. Hierzu trägt der reduzierte Bezug von Blindenergie aus der vorgelagerten Netzebene, der mit einer gezielten Bereitstellung von kapazitiver Blindenergie durch die Erzeugungs- und Speicheranlagen mit Synchrongeneratoren bzw. Zwischenkreisumrichter ermöglicht wird, im Szenario „WKA+Speicher“ mit einem Anteil von rund 90 T€, im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ von rund 95 T€ und im Szenario „WKA+BHKW“ von rund 91 T€ bei. Der reduzierte Kostenaufwand für Netznutzungsentgelte für Blindenergie macht somit im Szenario „WKA+Speicher“ rund die Hälfte, in den beiden Szenarien „WKA+BIOM/BHKW“ und „WKA+BHKW“ rund ein Viertel der zusätzlichen Betriebskosteneinsparung gegenüber dem Szenario „WKA“ aus.

Die für die Szenarien jeweils erforderlichen Investitionskosten der Erzeugungs- und Speicheranlagen, siehe Tab. 4-4, werden anhand ihrer Annuitäten dargestellt. Bei Unterstellung einer Nutzungsdauer von 15 Jahren für alle betrachteten Erzeugungstechnologien und von 6 Jahren für die Akkumulatoren und einem kalkulatorischen Kapitalzins von 8 % ergeben sich für die betrachteten Anlagen die in Tab. 4-7 zusammen gefassten Annuitäten. Die gesamten Annuitäten der beschriebenen Systeme der verteilten Erzeugung summieren sich zu rund 1.192 T€_{2007/a} im Szenario „WKA“, zu rund 1.321 T€_{2007/a} im Szenario „WKA+Speicher“, zu rund 2.010 T€_{2007/a} im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ und zu rund 1.295 T€_{2007/a} im Szenario „WKA+BHKW“.

Tab. 4-7: Annuitäten der berücksichtigten Erzeugungs- und Speicheranlagen

Parameter	Biomasse- HKW	BHKW, groß	BHKW, klein	Speicher, groß	Speicher, klein	WKA
Annuität [T€ _{2007/a}]	789,8	75,3	14,1	86,5	43,3	238,3

Die sich bei einem Vergleich der für die betrachteten Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung gegenüber dem Referenzszenario jeweils ermittelten jährlichen Reduktionen der Betriebskosten mit den jeweiligen Annuitäten der Erzeugungs- und Speicheranlagen ergebenden jährlichen Kosteneinsparungen zeigt Tab. 4-8. Ein negatives Vorzeichen bedeutet einen zusätzlichen finanziellen Aufwand. Somit erweisen sich mit den getroffenen Annahmen sowie auf Basis der ausgewählten Typwochen alle betrachteten Systeme der verteilten Elektrizitätssysteme ökonomisch als nicht vorteilhaft. Die Deckung der Elektrizitätsnachfrage durch alleinigen Bezug vom Spotmarkt ist die kostengünstigste Option. Das Szenario „WKA“ bestehend nur aus Windkraftanlagen mit fluktuierendem Dargebot führt zu einem zusätzlichen jährlichen Kostenaufwand von rund 545 T€/a. Die Nutzung von zusätzlichen Speichern im Szenario „WKA+Speicher“ kann dieses jährliche Defizit leicht verringern. Die Reduktion des jährlichen Kostenaufwands ist jedoch geringer als der allein durch einen verminderten Bezug von Blindenergie aus der vorgelagerten Netzebene erreichte Rückgang der Betriebskosten, siehe oben. Die lokale Einspeicherung der Windenergieeinspeisung kann somit nicht maßgeblich

zur Kostenreduktion beitragen. Die Erweiterung des Systems der verteilten Elektrizitätserzeugung mit einem Heizkraftwerk auf der Basis von Biomasse und mit kleinen Verbrennungsmotoren in Form von Blockheizkraftwerken, Szenario „WKA+BIOM/BHKW“, ergibt den höchsten zusätzlichen jährlichen Kostenaufwand. Dies ist vor allem durch die hohen Investitionskosten des Biomasseheizkraftwerkes bedingt. Mit einem Verbrennungsmotor nahezu identischer elektrischer Leistung an Stelle des Biomasseheizkraftwerkes im Szenario „WKA+BHKW“ wird ein ähnliches Niveau der Betriebskosten erreicht. Aufgrund der vergleichsweise geringen Investitionskosten des großen Blockheizkraftwerkes hat dieses Szenario den niedrigsten zusätzlichen jährlichen Kostenaufwand zur Folge. Jedoch sind die Einsparungen der Gesamtkosten nicht allein auf eine verbesserte Nutzung der Windenergie aufgrund der Ergänzung mit steuerbaren Anlagen der verteilten Erzeugung zurück zu führen, siehe unten.

Tab. 4-8: Jährliche Kosteneinsparung der betrachteten Szenarien verteilter Erzeugung gegenüber vollständigem Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt

Szenario	Jährliche Einsparung [T€]
WKA	-545
WKA+Speicher	-506
WKA+BIOM/BHKW	-1.009
WKA+BHKW	-263

Im Folgenden werden die Auswirkungen einer generellen Erhöhung bzw. Senkung des Elektrizitätspreises am Spotmarkt um 5 €/MWh auf die insgesamt erzielte Kosteneinsparung bei ansonsten unveränderten Kostenparametern betrachtet. Eine Anhebung des Niveaus der Elektrizitätspreise führt im Referenzszenario zu einem Anstieg der jährlichen Betriebskosten zur Deckung der Elektrizitäts- und Wärmenachfrage des beschriebenen Verteilungsnetzes um rund 7 % auf 7.011 T€. Gleichzeitig wird in den betrachteten Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung erwartungsgemäß ein höherer Rückgang der jährlichen Betriebskosten gegenüber dem Referenzszenario als mit ursprünglichem Niveau des Elektrizitätspreises erreicht. Eine Absenkung des Elektrizitätspreises ergibt einen Rückgang der jährlichen Betriebskosten im Referenzszenario um ebenfalls rund 7 % auf 6.114 T€. Infolge des niedrigeren Preisniveaus verringert sich die Reduktion der jährlichen Betriebskosten der Szenarien mit verteilter Elektrizitätserzeugung. Unter Berücksichtigung der oben diskutierten Gesamtannuitäten der betrachteten Systeme der verteilten Erzeugung ergeben sich damit die in Tab. 4-9 angeführten jährlichen Kosteneinsparungen. In allen Szenarien verursachen die Systeme der verteilten Erzeugung weiterhin einen zusätzlichen jährlichen Kostenaufwand. Während die absolute Änderung des zusätzlichen Kostenaufwands aufgrund der Preissensitivitäten für alle Szenarien rund 65 bis 110 T€ beträgt, sind die relativen Auswirkungen einer Variation des

Spotmarktpreise auf den zusätzlichen Kostenaufwand insbesondere im Szenario „WKA+BHKW“ mit rund 41 % bei höheren Preisen bzw. mit rund 35 % bei niedrigeren Preisen besonders deutlich. Für die anderen Szenarien belaufen sich die relativen Änderungen durchschnittlich auf rund 11 % bzw. 12 % und entsprechen somit in etwa der vorgenommenen Modifikation des Elektrizitätspreises, siehe oben.

Tab. 4-9: Jährliche Kosteneinsparung der betrachteten Szenarien verteilter Erzeugung gegenüber vollständigem Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt bei erhöhtem und verringertem Niveau des Elektrizitätspreises am Spotmarkt

Szenario	Jährliche Einsparung [T€]	
	+5 €/MWh	-5 €/MWh
WKA	-457	-610
WKA+Speicher	-414	-571
WKA+BIOM/BHKW	-902	-1.110
WKA+BHKW	-155	-355

4.3 Kostenminimale Deckung der Elektrizitätsnachfrage

Im Anschluss an die Diskussion der Betriebskosten zur Nachfragedeckung im Verteilungsnetz sowie der erforderlichen Kapitalkosten der Systeme der verteilten Erzeugung wird der kostenoptimale Betrieb sowie der Elektrizitätsbezug aus der vorgelagerten Netzebene zur Deckung der Nachfrage nach Wirkleistung in den berücksichtigten Typwochen dargestellt. Hierzu wird die Kombination der auf Basis der Vortagesprognosen getroffenen Einsatzentscheidungen und der in den nachfolgenden Planungsperioden aufgrund von aktualisierten Prognosen der Windenergieeinspeisung erfolgten Anpassungen der Einsatzentscheidungen betrachtet, siehe Abschnitt 3.4.1. Dazu werden die in der ersten Stufe der jeweiligen Szenariobäume enthaltenen Resultate berücksichtigt. Da die Einsatzentscheidungen der nachfolgenden Baumstufen nur eine Projektion des Betriebs in Abhängigkeit der jeweiligen Prognoseszenarien darstellen, wird auf eine Diskussion der Ergebnisse der späteren Baumstufen verzichtet.

Das Referenzszenario sieht keine Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung vor, siehe Abschnitt 4.1.2, so dass die Wirkleistungsnachfrage im Verteilungsnetz vollständig aus dem vorgelagerten Hochspannungsnetz gedeckt wird. Es ergibt sich ein Bezug vom Spotmarkt für Elektrizität von 1.966 MWh_{el} in der Typwoche des Winters, von 1.794 MWh_{el} in der typischen Woche der Übergangszeit und von 1.556 MWh_{el} in der typischen Sommerwoche. Ein darüber hinaus gehender Austausch von Ausgleichsenergie erfolgt ebenfalls nicht, da dieses Szenario keine Windenergieeinspeisung mit fehlerbehafteten Vortagesprognosen beschreibt, siehe Abschnitt 3.4.3.3.

Im Szenario „WKA“, das ein System der verteilten Elektrizitätserzeugung bestehend nur aus Windkraftanlagen betrachtet, verringert sich der Bezug vom Spotmarkt auf 1.560

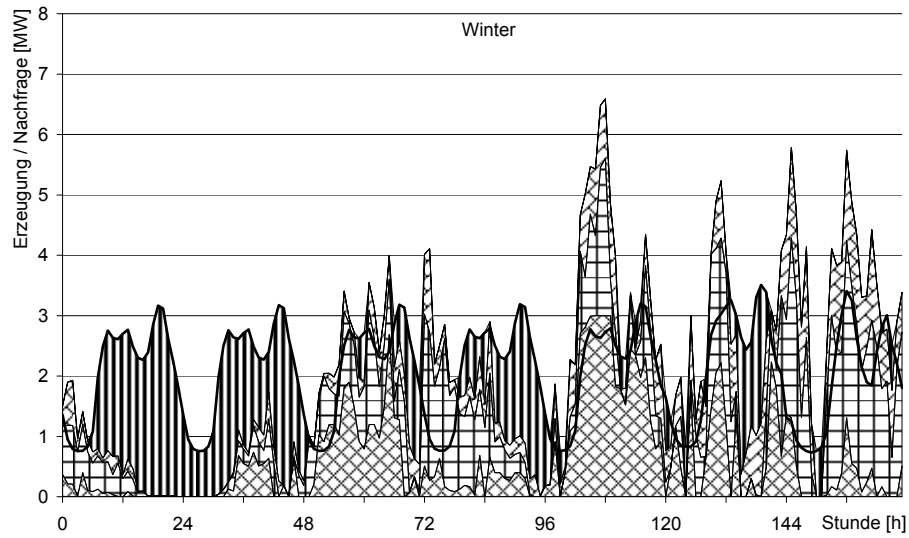
MWh_{el} in der typischen Winterwoche, auf 1.595 MWh_{el} in der typischen Woche der Übergangszeit und auf 1.182 MWh_{el} in der Typwoche des Sommers. In diesem Szenario können Fehler der Vortagesprognose der Windenergieeinspeisung nur durch Aufnahme oder Abgabe von Ausgleichsenergie sowie durch Begrenzung der Windenergieeinspeisung ausgeglichen werden, siehe Abschnitt 4.1.2. Dies führt zu einem zusätzlichen Bezug von Ausgleichsenergie von 82 MWh_{el} in der typischen Winterwoche, von 114 MWh_{el} in der typischen Woche der Übergangszeit und von 115 MWh_{el} in der typischen Sommerwoche, um vortägige Überschätzungen der Windenergieeinspeisung zu kompensieren. Am Vortag durch fehlerhafte Prognosen bedingte Unterschätzungen der eingespeisten Windenergie werden in allen Typwochen nicht durch Abgabe von Ausgleichsenergie ausgeglichen, da dies zu keiner weiteren Senkung der Betriebskosten führen würde, siehe Abschnitt 3.4.2. Stattdessen wird die tatsächliche Windenergieeinspeisung begrenzt, um das erforderliche Gleichgewicht zwischen der tatsächlichen Einspeisung der Windkraftanlagen, des am Vortag festgelegten Elektrizitätsbezugs vom Spotmarkt und der Nachfrage im Verteilungsnetz herzustellen. Die auf diese Weise begründete Begrenzung der Windenergieeinspeisung beläuft sich insgesamt auf rund 27 % des Windenergieangebots in der Typwoche des Winters und der Übergangszeit und auf rund 15 % in der Typwoche des Sommers. Die in den einzelnen Typwochen kumulierte tatsächliche Wirkenergieeinspeisung der Windkraftanlagen an den jeweiligen Knoten fasst Tab. 4-10 zusammen. Entsprechend dem abgebildeten Windenergieangebot in den einzelnen Typwochen, siehe Abschnitt 4.1.2, stellt sich in der Typwoche des Winters die höchste und in der typischen Woche der Übergangszeit die niedrigste Windenergieeinspeisung ein. Die beiden an Netzknoten K4 angeschlossenen Windkraftanlagen tragen absolut und im Verhältnis zur installierten Nennleistung am meisten zur gesamten Elektrizitätserzeugung im Verteilungsnetz bei.

Tab. 4-10: Kumulierte Wirkenergieerzeugung der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung des Szenarios „WKA“ in den betrachteten Typwochen

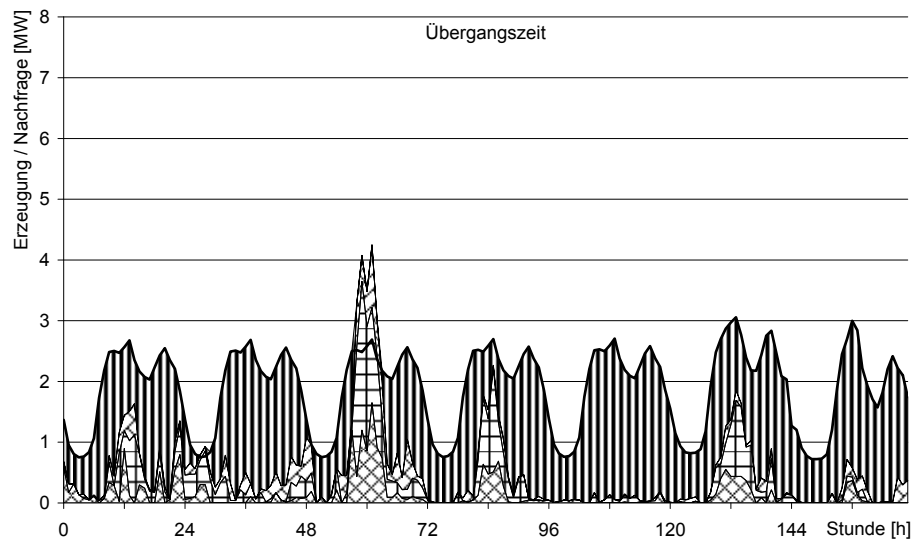
Anlagen / Netzknoten	Winter [MWh_{el}]	Übergangszeit [MWh_{el}]	Sommer [MWh_{el}]
WKA / K2	104	23	67
WKA / K4	141	40	144
WKA / K6	81	21	48
Summe	326	84	259

Eine graphische Darstellung der Wirkleistungsnachfrage in den Netzknoten K2 bis K11 und der stündlichen Windenergieeinspeisung im Szenario „WKA“ für die drei Typwochen gibt Abb. 4-9. Die Windenergieeinspeisung folgt dem in Abb. 4-7 dargestellten Verlauf des Windangebots. In einzelnen Stunden kommt es jedoch zu einer deutlichen Begrenzung der Windenergieeinspeisung zum Ausgleich des bei der vortägigen Einsatzplanung aufgetretenen Prog-

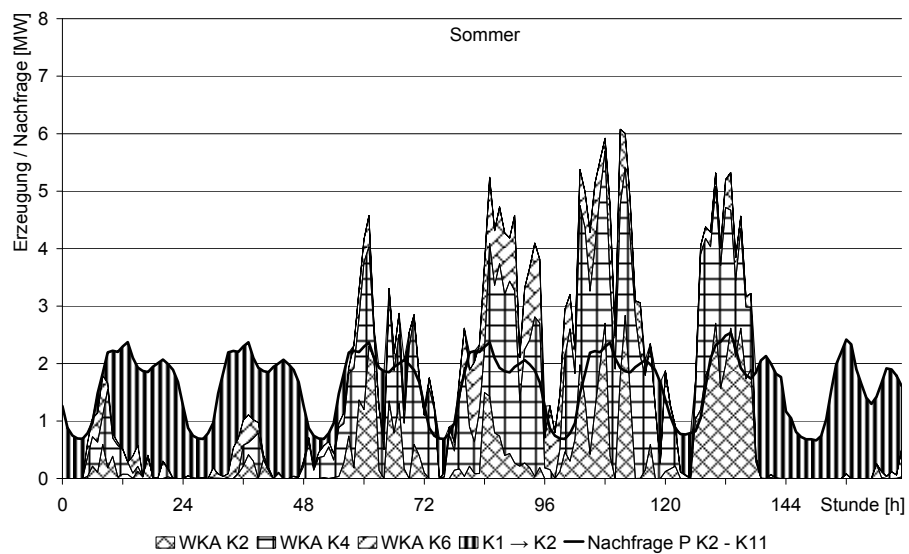
nosefehlers, siehe oben. Während der Stunden, zu denen die Windenergieeinspeisung den Wirkleistungsbedarf in den Netzknoten K2 bis K11 nicht vollständig deckt oder Null ist, wird Wirkleistung durch die Leitung von Netzknoten K1 nach K2 übertragen. Da im Netzknoten K1 keine Erzeugungsanlage angeschlossen ist, muss diese Wirkleistung von der vorgelagerten Hochspannungsebene bezogen werden. Dies ist insbesondere in der typischen Woche der Übergangszeit, die über ein niedriges Winddargebot verfügt, der Fall. Übersteigt dagegen die Windenergieeinspeisung die Nachfrage in den Netzknoten K2 bis K11, wie zum Beispiel sehr deutlich in der zweiten Hälfte der Typwoche des Winters, kehrt sich der Leistungsfluss von Netzknoten K2 nach K1 entgegen der ursprünglichen Richtung, siehe auch Abschnitt 4.4. Dieser Leistungsfluss wird dann zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage von Netzknoten K1 genutzt.



a)



b)



c)

WKA K2
 WKA K4
 WKA K6
 K1 → K2
 Nachfrage P K2 - K11

Abb. 4-9: Deckung der stündlichen Wirkleistungsnachfrage der Netzknoten K2 bis K11 im Szenario „WKA“ in der typischen Woche für a) Winter, b) Übergangszeit und c) Sommer

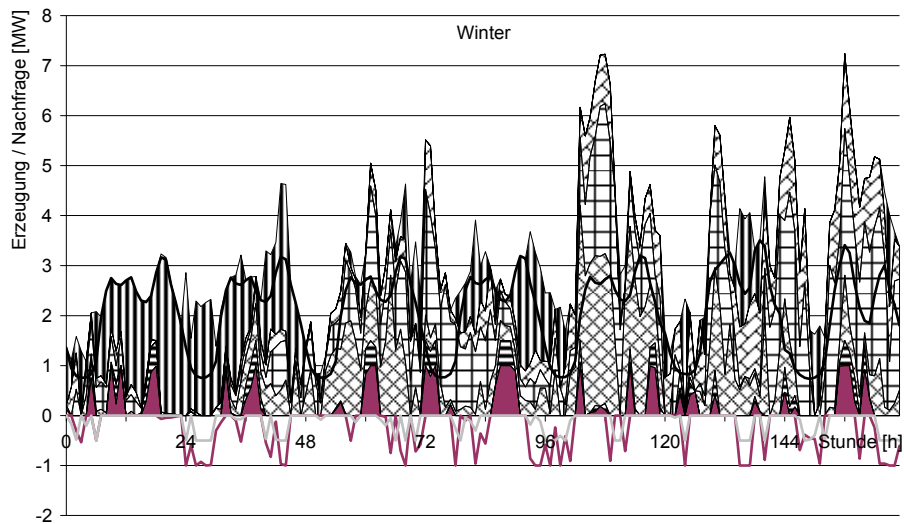
Im Szenario „WKA+Speicher“, das neben den Windkraftanlagen zwei Blei-Säure-Akkumulatoren berücksichtigt, werden vom Spotmarkt in der typischen Winterwoche 1.537 MWh_{el}, in der typischen Woche der Übergangszeit 1.596 MWh_{el} sowie in der Sommerwoche 1.166 MWh_{el} bezogen. Gegenüber dem Szenario „WKA“ reduziert sich damit der Bezug vom Spotmarkt leicht. Mit den im Szenario „WKA+Speicher“ vorhandenen Speichern wird bei der vortägigen Planung der kostenoptimalen Nachfragedeckung insgesamt der Erwartungswert der Windenergieeinspeisung besser ausgenutzt. Bei einer vortägigen Überschätzung der Windenergieeinspeisung kann somit neben der Deckung der Elektrizitätsnachfrage durch Windenergie ebenfalls eine am Vortag geplante Einspeicherung von Windenergie nicht vollständig ermöglicht werden, so dass im Vergleich zum Szenario „WKA“ insbesondere in der typischen Sommerwoche mehr Ausgleichsenergie bezogen wird. Insgesamt wird Ausgleichsenergie in Summe von 85 MWh_{el} während der typischen Winterwoche, von 115 MWh_{el} während der Typwoche der Übergangszeit und von 129 MWh_{el} während der typischen Sommerwoche benötigt. Erneut wird keine Ausgleichsenergie an die vorgelagerte Hochspannungsebene abgegeben. Die tatsächliche Einspeisung der Windkraftanlagen und der beiden Speicher in den Typwochen zeigt Tab. 4-11. Mit den zusätzlichen Blei-Säure-Akkumulatoren nimmt die Elektrizitätseinspeisung der verteilten Erzeugung deutlich zu. Weiterhin steigt mit Ausnahme der Einspeisung der einzelnen Windkraftanlage in Netzknoten K6 während der Typwoche des Sommers die tatsächliche Windenergieeinspeisung an. In diesem Szenario werden in der Typwoche des Winters rund 20 % des Winddargebots und in typischen Wochen der Übergangszeit und des Sommers jeweils 9 % durch Einspeisebegrenzung nicht genutzt. Die Beladung der beiden Speicher beträgt insgesamt 61 MWh_{el} in der typischen Winterwoche, 65 MWh_{el} in der Typwoche der Übergangszeit und 56 MWh_{el} in der typischen Sommerwoche. Während die Typwoche der Übergangszeit das niedrigste Winddargebot der drei Typwochen aufweist, ist in dieser Woche sowohl die ein- als auch die ausgespeicherte Energiemenge am höchsten. Die Speicherbewirtschaftung ist somit nicht nur vom Winddargebot abhängig. Neben der Aufnahme von Windenergie werden die Speicher weiterhin zur Wälzung der vom Spotmarkt bezogenen Elektrizität herangezogen, siehe unten.

Tab. 4-11: Kumulierte Wirkenergieerzeugung der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und -speicherung des Szenarios „WKA+Speicher“ in den betrachteten Typwochen

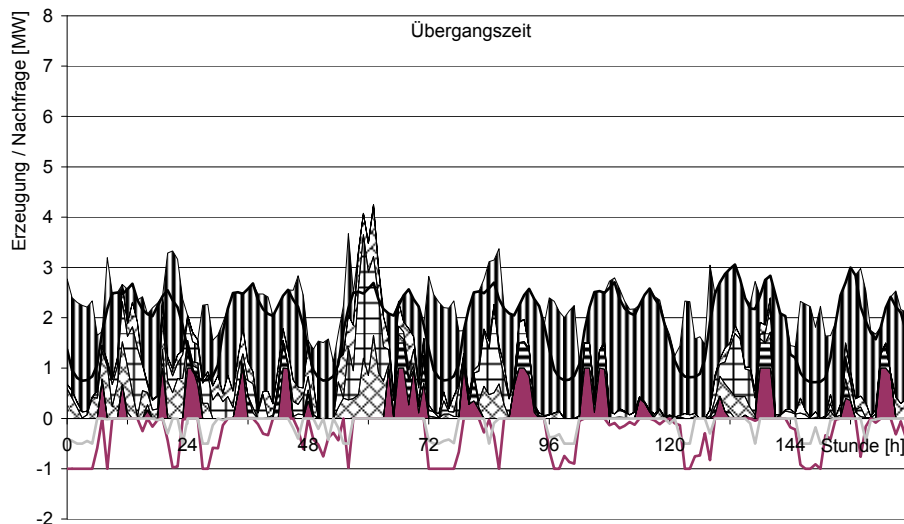
Anlagen / Netzknoten	Winter [MWh_{el}]	Übergangszeit [MWh_{el}]	Sommer [MWh_{el}]
WKA / K2	108	30	82
WKA / K4	165	47	153
WKA / K6	87	27	44
Speicher, groß / K3	30	32	27
Speicher, klein / K8	14	13	12
Summe	404	149	318

Abb. 4-10 zeigt den stündlichen Verlauf der Einspeisung der Windkraft- und Speichieranlagen im Szenario „WKA+Speicher“ sowie der kumulierten Wirkleistungsnachfrage der Netzknoten K2 bis K11 während der drei Typwochen. Die Höhe der stündlichen Beladung der Blei-Säure-Akkumulatoren ist im negativen Bereich der Ordinatenachse dargestellt. Vergleichbar zur Diskussion der Ergebnisse des Szenarios „WKA“ ist ferner der Wirkleistungsfluss zwischen Netzknoten K1 nach K2 berücksichtigt. Die Windenergieeinspeisung weist weitgehend den bereits im Szenario „WKA“ beobachteten Verlauf auf. Zeitweise erhöht sich die Elektrizitätserzeugung der Windkraftanlagen durch Beladung der Speicher, wie vor allem in den ersten drei Tagen der Typwoche der Übergangszeit an allen Netzknoten. Darüber hinaus steigt die Windenergieeinspeisung insbesondere in Netzknoten K4 während einzelner Stunden in der typischen Winterwoche und in Netzknoten K2 in der Typwoche des Sommers stärker an.

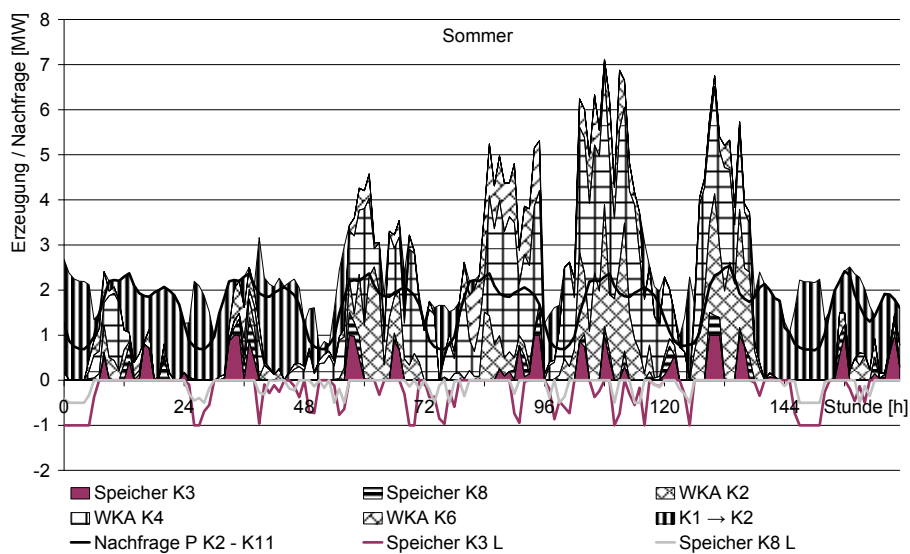
Während der Stunden, zu denen ein Wirkleistungsfluss von Netzknoten K1 nach K2 beobachtbar ist und gleichzeitig die Nachfrage der Netzknoten K2 bis K11 übertroffen wird, werden die Speicher zusätzlich mit Elektrizität vom Spotmarkt beladen. Dies trifft überwiegend in den frühen Morgenstunden mit niedrigeren Elektrizitätspreisen als im Verlauf des übrigen Tages zu, siehe Abb. 4-7. Entsprechend werden die Speicher während Stunden mit höheren Elektrizitätspreisen und hierbei auch zeitgleich zur Elektrizitätserzeugung der Windkraftanlagen, wie insbesondere in den Typwochen des Winters und des Sommers, entladen. Die Blei-Säure-Akkumulatoren werden damit nicht nur zum Ausgleich und zur Aufnahme von zusätzlicher Windenergie, sondern ebenfalls zur Wälzung von zu niedrigeren Preisen vom Spotmarkt bezogener Elektrizität genutzt.



a)



b)



c)

Abb. 4-10: Deckung der stündlichen Wirkleistungsnachfrage in Netzknoten K2 bis K11 im Szenario „WKA+Speicher“ in der typischen Woche für a) Winter, b) Übergangszeit und c) Sommer

Im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“, mit dem die Erweiterung der Windkraftanlagen um ein Biomasseheizkraftwerk und zwei Blockheizkraftwerke in Form von Verbrennungsmotoren kleinerer Nennleistung beschrieben wird, reduziert sich analog zu den Betriebskosten der Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt stärker als im Szenario „WKA+Speicher“. In der Typwoche des Winters beträgt dieser 1.472 MWh_{el}, in der Typwoche der Übergangszeit 1.516 MWh_{el} und in der typischen Sommerwoche 1.152 MWh_{el}. Dagegen steigt der Bezug von Ausgleichsenergie in der Typwoche des Winters deutlich auf 120 MWh_{el}, in der typischen Woche der Übergangszeit auf 129 MWh_{el} und in der Typwoche des Sommers auf 132 MWh_{el} an. Mit der bezogenen Ausgleichsenergie werden vortägige Überschätzungen der Windenergieeinspeisung kompensiert und die Einspeisung der steuerbaren Anlagen gegenüber der entsprechend der Nutzung des Erwartungswertes der Windenergieeinspeisung am Vortag geplanten Erzeugung angepasst. Auch in diesem Szenario wird keine Ausgleichsenergie an die vorgelagerte Netzebene abgegeben. Die in den drei Typwochen von den einzelnen Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung eingespeiste Wirkenergie fasst Tab. 4-12 zusammen. Die von den Windkraftanlagen tatsächlich erzeugte Elektrizitätsmenge ist, ausgenommen die der Windkraftanlage im Netzknoten K6 in der typischen Sommerwoche, höher als im Szenario „WKA“. Weiterhin fällt gegenüber dem Szenario „WKA+Speicher“ die gestiegene Windenergieeinspeisung in Netzknoten K2 und der gleichzeitige Rückgang an den Netzknoten K4 und K6 auf. Die Begrenzung der Windenergieeinspeisung beträgt insgesamt rund 23 % des Windenergiedargebots in der Typwoche des Winters, rund 10 % in der Typwoche der Übergangszeit und rund 12 % in der Typwoche des Sommers. Damit wird hier das Niveau der tatsächlichen Windenergieeinspeisung des Szenarios „WKA+Speicher“ nicht erreicht. Die Summe der Elektrizitätserzeugung des Biomasseheizkraftwerkes sowie der beiden Blockheizkraftwerke ist in der typischen Woche der Übergangszeit am höchsten und macht bei dem gleichzeitig niedrigen Winddargebot nahezu ein Drittel der gesamten Einspeisung des betrachteten Systems verteilter Erzeugungsanlagen aus. Die vergleichsweise hohe Einspeisung der steuerbaren Erzeugungsanlagen begründet sich mit der in dieser Typwoche höchsten Anzahl an Stunden, zu denen die Summe aus Elektrizitätspreise am Spotmarkt und der aufzubringenden Netznutzungsentgelte höher als die variablen Erzeugungskosten der Anlagen der verteilten Erzeugung ist¹²¹. Dagegen ist während der Typwoche des Sommers, die weniger Stunden mit höheren Elektrizitätspreisen aufweist, die gesamte Elektrizitätseinspeisung dieser Anlagen äußerst niedrig. Dies ist ferner nicht durch eine niedrige Wärmenachfrage in dieser Typwoche und einer damit eingeschränkten Elektrizitätserzeugung der Anlagen bedingt, siehe unten. Insgesamt ist die Auslastung der steuerbaren Anlagen sehr gering. So ergeben sich unter Berücksichtigung der Gewichtung der Typwochen, siehe Tab. 4-6, für das Biomasseheiz-

¹²¹ Mit den in Abschnitt 4.1.2 diskutierten technischen und ökonomischen Parametern der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und Brennstoffpreise ergeben sich bei Nennleistung für das Biomasseheizkraftwerk variable Erzeugungskosten von 65,81 €/MWh_{el} und für die kleinen Blockheizkraftwerke von 69,72 €/MWh_{el}.

kraftwerk 777, für das Blockheizkraftwerk an Netzknoten K9 1465 und für das Blockheizkraftwerk an Netzknoten K10 687 Volllaststunden.

Ebenfalls haben diese Anlagen nur einen kleinen Anteil an der Wärmebedarfsdeckung. In der Typwoche des Winters und des Sommer werden im Mittel nur rund 4 % der jeweiligen Wärmenachfrage von den einzelnen Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung gedeckt. In der typischen Woche der Übergangszeit steigt der Anteil auf durchschnittlich rund 12 %. Der Großteil der Wärmeerzeugung erfolgt somit durch die Erdgas-Heizkessel.

Tab. 4-12: Kumulierte Wirkenergieerzeugung der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung des Szenarios „WKA+BIOM/BHKW“ in den betrachteten Typwochen

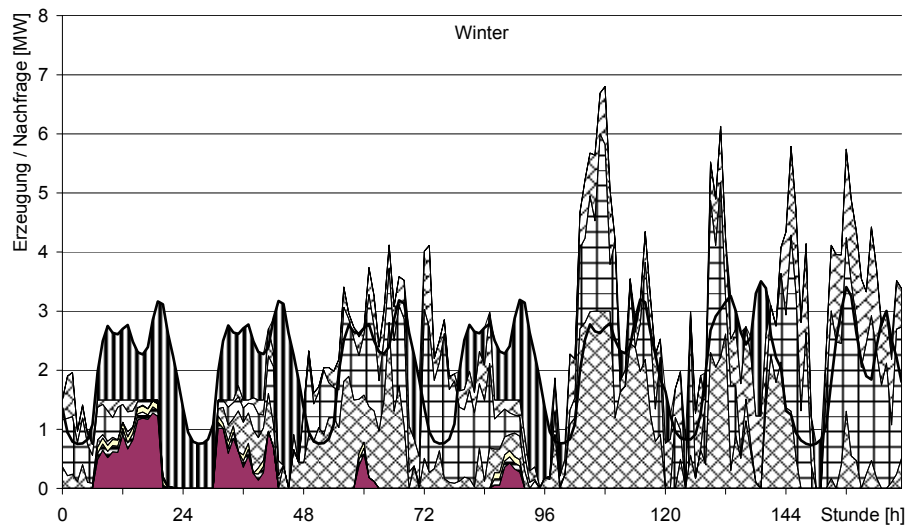
Anlagen / Netzknoten	Winter [MWh_{el}]	Übergangszeit [MWh_{el}]	Sommer [MWh_{el}]
WKA / K2	113	30	74
WKA / K4	152	47	147
WKA / K6	82	26	47
Biomasse-HKW / K3	21	37	4
BHKW, klein / K9	3	4	0,5
BHKW, klein / K10	3	4	0,4
Summe	374	148	272,9

Die stündliche Einspeisung der im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ betrachteten Anlagen der verteilten Erzeugung sowie die stündliche Wirkleistungsnachfrage in den Netzknoten K2 bis K11 zeigt Abb. 4-11 für die typischen Wochen des Winters, der Übergangszeit und des Sommers. Ebenfalls wird der Wirkleistungsfluss von Netzknoten K1 nach K2 berücksichtigt. Der Verlauf der Windenergieeinspeisung an den einzelnen Netzknoten gleicht dem des Szenarios „WKA“. Vor allem während der ersten Hälfte der typischen Woche der Übergangszeit nimmt die Windenergieeinspeisung an allen Netzknoten im Vergleich zum Szenario „WKA“ stark zu, eine größerer Anstieg kann auch an den Netzknoten K2 und K4 während der Typwoche des Winters beobachtet werden. Das Biomasseheizkraftwerk und die beiden Blockheizkraftwerke werden nur zu Stunden genutzt, zu denen höhere Elektrizitätspreise am Spotmarkt erzielt werden. Während Zeitperioden mit Spotmarktpreisen, die in Verbindung mit den Netznutzungsentgelten niedriger als die variablen Erzeugungskosten dieser Erzeugungsanlagen sind, wie zum Beispiel in den Nachtstunden und am Wochenende, tragen sie nicht zur Nachfragedeckung bei. Eine Ausnahme stellen drei späte Abendstunden des letzten Tages in der Typwoche der Übergangszeit dar, während der die beiden kleinen Blockheizkraftwerke an Netzknoten K9 und K10 mit nahezu Nennleistung betrieben werden, obwohl die Elektrizitätspreise gering sind. Hier werden diese beiden steuerbaren Erzeugungsanlagen zum Ausgleich einer vortägigen Überschätzung der Windenergieeinspeisung genutzt. Damit werden die steuerbaren Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung nicht zum Ausgleich der Fluktuationen

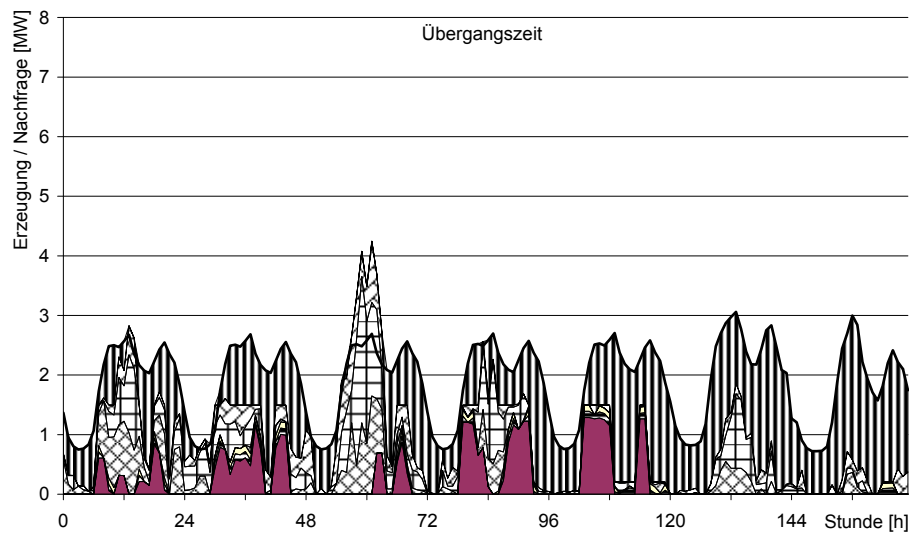
der Windenergieeinspeisung genutzt, sondern dienen vorwiegend zur Substitution des Elektrizitätsbezugs vom Spotmarkt. Die steuerbaren Anlagen speisen ferner zeitweise nicht während Stunden mit ausreichend hohen Elektrizitätspreisen in das Verteilungsnetz ein, wenn zur selben Zeit eine höhere Windenergieeinspeisung vorliegt. Dies trifft während der späten Morgenstunden des vierten Tages in der typischen Winterwoche und des dritten Tages in der Typwoche der Übergangszeit als auch während des dritten und vierten Tages der typischen Sommerwoche zu. Dies kann unter anderem auf den Ausgleich einer vortägigen Unterschätzung der Windenergieeinspeisung zurückgeführt werden, siehe unten.

Die beiden an den Netzknoten K9 und K10 angeschlossenen Blockheizkraftwerke werden in den typischen Wochen des Winters und der Übergangszeit vorwiegend mit Nennleistung betrieben, sobald sie angefahren werden. Das Biomasseheizkraftwerk verbleibt dagegen größtenteils in Teillast. In der typischen Sommerwoche ist die Wärmenachfrage stets kleiner als die thermische Nennleistung der steuerbaren Erzeugungsanlagen. So können die Erzeugungsanlagen, die alle als Gegendruckanlagen mit einem Freiheitsgrad ausgeführt sind, nur in Teillastbetrieb eingesetzt werden, da die geringe Wärmenachfrage eine Nutzung der installierten elektrischen Nennleistung nicht erlaubt. Die tatsächliche Einspeisung ist jedoch stets kleiner als die in den betrachteten Stunden jeweils mögliche Elektrizitätserzeugung.

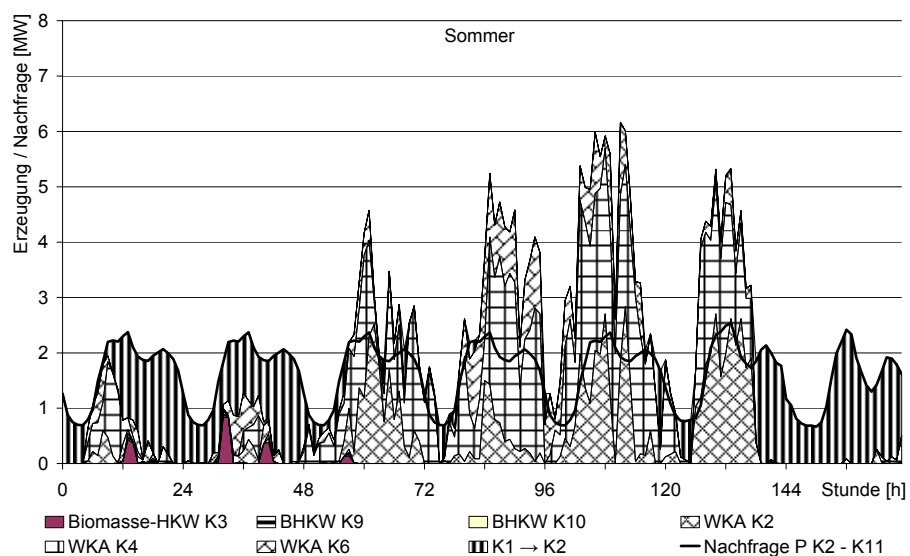
Eine Gegenüberstellung des jeweils am Vortag geplanten Betriebs der steuerbaren Erzeugungsanlagen mit der tatsächlichen Elektrizitätserzeugung ergibt vorwiegend eine untertägige Reduktion der geplanten Erzeugungsleistung bis hin zu einer vollständigen Abschaltung. Die reduzierte Einspeisung der steuerbaren Erzeugungsanlagen dient zum Ausgleich einer am Vortag zu gering angenommenen Windenergieeinspeisung. Diese Betriebsweise ist insbesondere am ersten, zweiten und vierten Tag der typischen Winterwoche und am zweiten, vierten und fünften Tag der Typwoche der Übergangszeit augenfällig, siehe Abb. 4-11. Während dieser Tage ist die Summe der tatsächlichen Elektrizitätserzeugung der steuerbaren Anlagen und der Windkraftanlagen in einigen Stunden konstant und weiterhin identisch mit der Nennleistung der steuerbaren Anlagen. Die Planung am Vortag sieht für diese Zeitperioden einen Betrieb der steuerbaren Anlagen mit Nennleistung vor, mit weiter rollierender Einsatzoptimierung wird anschließend die Elektrizitätserzeugung zugunsten der Windenergieeinspeisung mit geringeren variablen Erzeugungskosten gesenkt. Hierbei muss der am Vortag geplante Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt berücksichtigt werden.



a)



b)



c)

Abb. 4-11: Deckung der stündlichen Wirkleistungsnachfrage in Netzknoten K2 bis K11 im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ in der typischen Woche für a) Winter, b) Übergangszeit und c) Sommer

Das Szenario „WKA+BHKW“, das an Netzknoten K3 anstatt eines Blockheizkraftwerks die Anbindung eines Blockheizkraftwerkes in Form eines Verbrennungsmotors mit nahezu identischer Nennleistung beschreibt, weist eine weitere Absenkung des Elektrizitätsbezugs vom Spotmarkt auf. Dieser ist somit in diesem Szenario am niedrigsten und summiert sich in der Typwoche des Winters auf insgesamt 1447 MWh_{el}, in der typischen Woche der Übergangszeit auf 1476 MWh_{el} und in der Typwoche des Sommers auf 1118 MWh_{el}. Gleichzeitig nimmt der Austausch von Ausgleichsenergie weiter zu. In der Typwoche des Winters werden 127 MWh_{el}, in der Typwoche der Übergangszeit 139 MWh_{el} und in der Typwoche des Sommers 138 MWh_{el} zusätzlich während des untertägigen Betriebs über die Umspannstation bezogen. Hierbei wird die Ausgleichsenergie in vergleichbarer Weise wie im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ verwendet, sie oben. Abermals wird an die vorgelagerte Netzebene keine Ausgleichsenergie übertragen. Die Elektrizitätseinspeisung der einzelnen Erzeugungsanlagen des Szenarios „WKA+BHKW“ ist in Tab. 4-13 für die drei typischen Wochen angegeben. Die gesamte Windenergieeinspeisung ist in allen Typwochen im Vergleich zur Windenergieeinspeisung der zuvor betrachteten Szenarien am höchsten. Es werden dennoch in der Typwoche des Winters rund 19 %, der Übergangszeit rund 7 % und des Sommers rund 8 % des Windenergiedargebots nicht genutzt. Die kumulierte Elektrizitätseinspeisung der steuerbaren Erzeugungsanlagen an den Netzknoten K3, K9 und K10 steigt gegenüber dem Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ ebenfalls an, besonders in der Typwoche der Übergangszeit und des Sommers. Diese Zunahme wird allein von dem großen Blockheizkraftwerk an Netzknoten K3 getragen, wohingegen die Elektrizitätseinspeisung der kleinen Blockheizkraftwerke an Netzknoten K9 und K10 deutlich zurückgeht und in der Typwoche des Winter und des Sommers nur noch marginal ist. Das große Blockheizkraftwerk hat die niedrigsten variablen Erzeugungskosten der hier betrachteten steuerbaren Anlagen¹²², weiterhin kann es in kürzeren zeitlichen Abständen an- und wieder abgefahren werden, siehe Tab. 4-4. Mit diesen Eigenschaften wird es in mehreren Stunden als das Biomasseheizkraftwerk des Szenarios „WKA+BIOM/BHKW“ in Betrieb genommen, siehe unten, und den beiden kleinen Blockheizkraftwerken mit höheren variablen Erzeugungskosten zur Deckung der Nachfrage in den Netzknoten K7 bis K11 verstärkt vorgezogen. Die sich auf Basis der in Tab. 4-6 angegebenen Gewichtungen der drei Typwochen ergebenden Volllaststunden der steuerbaren Erzeugungsanlagen sind jedoch auch in diesem Szenario gering: Die Volllaststunden des großen Blockheizkraftwerkes betragen 1556 Stunden, die der beiden kleinen Blockheizkraftwerke an den Netzknoten K9 und K10 jeweils nur 315 bzw. 118 Stunden.

Der Anteil der steuerbaren Anlagen an der Deckung des Wärmebedarfs variiert entsprechend der Elektrizitätserzeugung in den drei Typwochen. Das große Blockheizkraftwerk an Netzknoten K3 deckt in der typischen Winterwoche 4 %, in der Typwoche der Übergangs-

¹²² Bei Nennleistung und den in Abschnitt 4.1.2 angegebenen technischen und ökonomischen Parametern und dem berücksichtigten Preis für Erdgas betragen die variablen Erzeugungskosten des großen Blockheizkraftwerkes 63,88 €/MWh_{el}.

zeit 16 % und des Sommers 11 % der gesamten diesem Netzknoten zugeordneten Wärmefachfrage. Der Anteil der kleinen Blockheizkraftanlagen in Netzknoten K9 und K10 beträgt in der typischen Woche der Übergangszeit rund 3 % und ist in den beiden anderen Typwochen kleiner als 1 %. Folglich wird die Wärmeerzeugung der parallel vorgesehenen Erdgas-Heizkessel wie im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ nur in geringem Ausmaß substituiert.

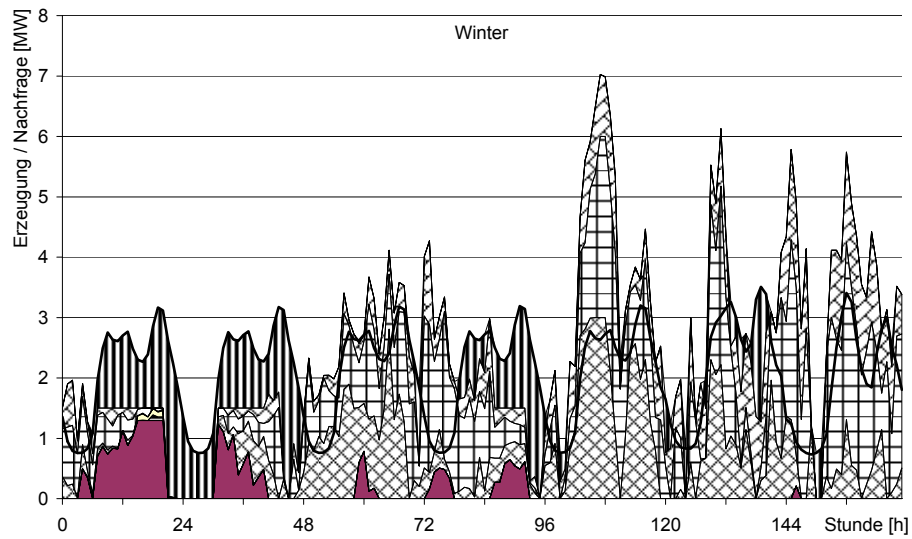
Tab. 4-13: Kumulierte Wirkenergieerzeugung der Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung des Szenarios „WKA+BHKW“ in den betrachteten Typwochen

Anlagen / Netzknoten	Winter [MWh_{el}]	Übergangszeit [MWh_{el}]	Sommer [MWh_{el}]
WKA / K2	108	32	81
WKA / K4	170	48	154
WKA / K6	83	27	47
BHKW, groß / K3	29	69	17
BHKW, klein / K9	0,2	1,2	0,02
BHKW, klein / K10	0,5	1,3	0,05
Summe	390,7	178,5	299,07

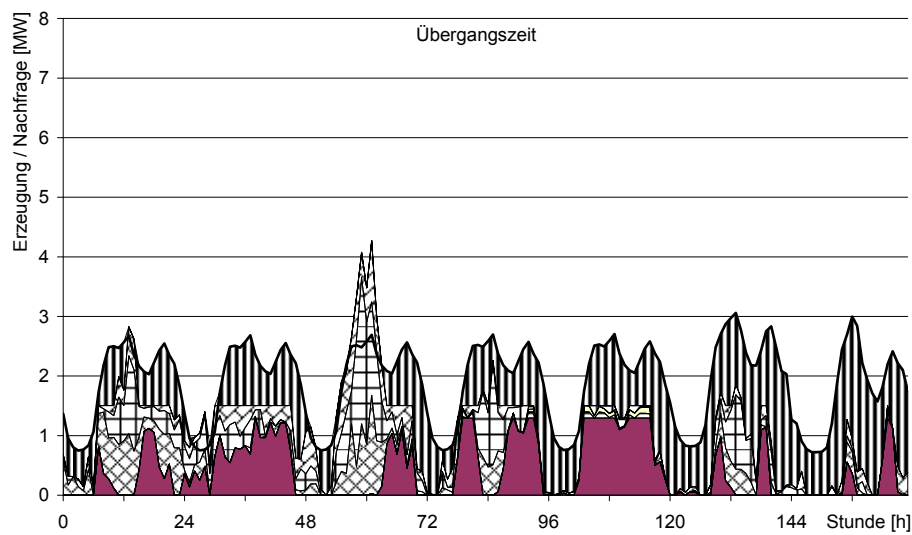
Die stündliche Deckung der Wirkleistungsnachfrage in den Netzknoten K2 bis K11 mit dem in Szenario „WKA+BHKW“ beschriebenen System der verteilten Elektrizitätserzeugung sowie durch den Wirkleistungsfluss von Netzknoten K1 nach K2 in den Typwochen des Winters, der Übergangszeit und des Sommers ist in Abb. 4-12 dargestellt. Der zeitliche Verlauf der Windenergieeinspeisung ähnelt dem des Szenarios „WKA“. Die im Szenario „WKA+BHKW“ insgesamt höhere Windenergieeinspeisung in der Typwoche des Winters beruht vor allem auf einer zeitweisen Zunahme der Einspeisung an Netzknoten K4. Wie in den zuvor betrachteten Szenarien wird insbesondere zu Beginn der typischen Woche der Übergangszeit an allen Netzknoten mehr Windenergie als im Szenario „WKA“ eingespeist. Weiterhin ist in der Typwoche des Sommers an Netzknoten K2 die Windenergieeinspeisung in einzelnen Stunden merklich höher. Vergleichbar zum zuvor betrachteten Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ speisen die steuerbaren Elektrizitätserzeugungsanlagen an Netzknoten K3, K9 und K10 hauptsächlich während Stunden mit höheren Elektrizitätspreisen zur Senkung der Betriebskosten ein. Hierbei ist in allen drei Typwochen in den Stunden, zu denen sowohl das große Blockheizkraftwerk als auch das Biomasseheizkraftwerk des Szenarios „WKA+BIOM/BHKW“ Elektrizität erzeugen, die Einspeisung des großen Blockheizkraftwerkes überwiegend höher. Darüber hinaus wird das große Blockheizkraftwerk häufiger genutzt, insbesondere während der Typwoche der Übergangszeit in 45 und während der Typwoche des Sommers in 32 zusätzlichen Stunden. Dies ist zum einen durch die niedrigeren variablen Erzeugungskosten des großen Blockheizkraftwerkes begründet, so dass in mehreren Stunden die Nutzung dieser Anlage kostengünstiger als der Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt ist.

Während des Großteils dieser zusätzlichen Betriebsstunden, zum Beispiel zu den frühen Morgenstunden des vierten Tages in der typischen Winterwoche, zu den beiden Wochenendtagen der Typwoche der Übergangszeit oder zu den frühen Morgenstunden des dritten und vierten Tages der Typwoche des Sommers, sind die Elektrizitätspreise am Spotmarkt allerdings merklich geringer als die variablen Erzeugungskosten des großen Blockheizkraftwerkes. Für diese Stunden wird am Vortag die Windenergieeinspeisung überschätzt und die fehlende Elektrizitätserzeugung wird untertägig durch Einspeisung des großen Blockheizkraftwerkes an Netzknoten K3 ausgeglichen. Damit wird in diesem Szenario zunehmend auch eine geringere als am Vortag erwartete Windenergieeinspeisung mit dem beschriebenen Anlagenverbund der verteilten Erzeugung kompensiert. Zu einer dieser Stunden in der typischen Sommerwoche ist hierbei die mögliche Einspeisung des großen Blockheizkraftwerkes, das bezüglich der Wärmeauskoppelung ebenfalls nur einen Freiheitsgrad aufweist, durch eine zu geringe Wärmenachfrage eingeschränkt. Während mehrerer Stunden unterschreitet die Erzeugung jedoch die angenommene Mindestleistung von rund 0,65 MW_{el}, siehe Tab. 4-4. Dieses Modellergebnis wird aufgrund der relaxierten Beschreibung des An-/Aus-Status von Erzeugungsanlagen mit einer kontinuierlichen Variable ermöglicht, siehe Abschnitt 3.4.3.2. Wie im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ wird das große Blockheizkraftwerk auch während Stunden mit ausreichend hohen Spotmarktpreisen nicht genutzt, wenn gleichzeitig eine höhere Windenergiemenge eingespeist wird, siehe oben. Die beiden kleinen Blockheizkraftwerke an Netzknoten K9 und K10 tragen dagegen insbesondere in den typischen Wochen des Winters und der Übergangszeit während rund 25 bzw. rund 31 Stunden weniger als im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ zur Elektrizitätseinspeisung bei. Weiterhin ist die Einspeisung in den verbleibenden Stunden überwiegend geringer als in den gleichen Stunden im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“. Somit nehmen die kleinen Blockheizkraftwerke insgesamt keine Bedeutung ein, siehe auch oben.

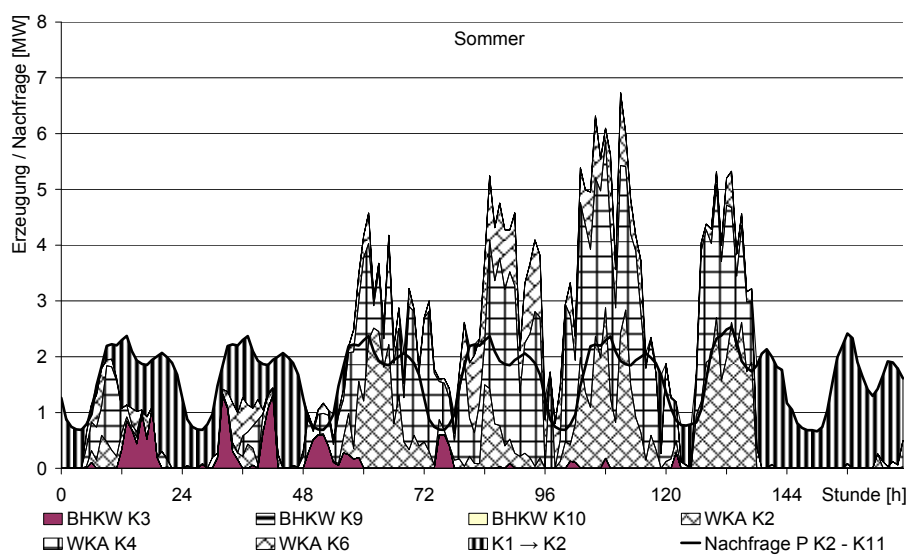
Am Beispiel des ersten, zweiten und vierten Tages der Typwoche des Winters sowie der ersten vier Werktage der typischen Woche der Übergangszeit wird auch im Szenario „WKA+BHKW“ deutlich, dass während der untertägigen Anpassung des Betriebs der steuerbaren Anlagen die jeweils am Vortag geplante Erzeugungsleistung zumeist verringert wird. So sollten an diesen Tagen nach der Vortagesplanung die steuerbaren Anlagen während einiger Stunden fortlaufend mit Nennleistung betrieben werden. Mit der untertägigen Anpassung der Einsatzentscheidungen wird die Elektrizitätserzeugung der steuerbaren Anlagen reduziert, um unter Berücksichtigung des am Vortag geplanten Elektrizitätsbezugs vom Spotmarkt das tatsächlich vorhandene Windenergiedargebot in größerem Umfang nutzen zu können, siehe oben.



a)



b)



c)

Abb. 4-12: Deckung der stündlichen Wirkleistungsnachfrage in Netzknoten K2 bis K11 im Szenario „WKA+BHKW“ in der typischen Woche für a) Winter, b) Übergangszeit und c) Sommer

4.4 Betrieb des Verteilungsnetzes

Um die Auswirkungen der betrachteten Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung, siehe Abschnitt 4.1.2, auf den Betrieb des betrachteten Verteilungsnetzes zu betrachten, werden im Folgenden die Bereitstellung der im Verteilungsnetz nachgefragten induktiven Blindenergie sowie die Auslastung der einzelnen Leitungen dargestellt. Darüber hinaus werden die sich an den einzelnen Knoten des Verteilungsnetzes einstellenden stationären Spannungen diskutiert. Da die für die Modellierung des kostenoptimalen Betriebs angewandte linearisierte Beschreibung des elektrischen Lastflusses Übertragungsverluste nicht abbildet, siehe Abschnitt 3.3.2, werden hier keine Aussagen zur Höhe der Übertragungsverluste getroffen.

Die vorgegebene Nachfrage nach induktiver Blindenergie kann im Referenzszenario, das keine Anlagen der verteilten Erzeugung beschreibt, nur durch die vorgelagerte Netzebene gedeckt werden. In der Typwoche des Winters werden insgesamt 449 MVarh, in der Typwoche der Übergangszeit 410 MVarh und in der Typwoche des Sommers 359 MVarh von der vorgelagerten Netzebene bezogen. Die Einspeisung der Windkraftanlagen im Szenario „WKA“ wird als reine Wirkenergieeinspeisung mit einem konstanten Leistungsfaktor von $\cos\varphi = 1$ abgebildet, siehe Abschnitt 4.1.2. Daher sind in diesem Szenario ebenfalls keine weiteren kapazitiven oder induktiven Komponenten an das betrachtete Verteilungsnetz angeschlossen und der Blindenergiebezug aus der vorgelagerten Netzebene verändert sich gegenüber dem Referenzszenario nicht.

Im Szenario „WKA+Speicher“ kann mit den beiden Speichern, deren Netzanbindung als Zwischenkreisumrichter abgebildet ist, zusätzlich kapazitive und induktive Blindenergie an Netzknoten K3 und K8 in das Verteilungsnetz eingespeist werden. In diesem Szenario reduziert sich der Bezug induktiver Blindenergie von der vorgelagerten Netzebene deutlich. In der Typwoche des Winters beträgt dieser noch 264 MVarh, in der Typwoche der Übergangszeit noch 225 MVarh und in der typischen Sommerwoche noch 169 MVarh. Zu keinem Zeitpunkt wird Blindenergie an das vorgelagerte Netz abgegeben. Der übrige Bedarf an induktiver Blindenergie im Verteilungsnetz wird mit den beiden Speicheranlagen durch Einspeisung kapazitiver Blindenergie gedeckt. Auf diese Weise können durch aufzubringende Netznutzungsentgelte für Blindenergie entstehende Kosten gesenkt werden, siehe Abschnitt 4.3. In den drei Typwochen trägt der große Speicher an Netzknoten K3 mit jeweils rund 123 MVarh und der kleine Speicher an Netzknoten K8 mit jeweils rund 63 MVarh bei. Mit Ausnahme von wenigen Stunden wird der gesamte Blindenergiebedarf der Netzknoten K2 bis K11 mit den Speichern gedeckt, weiterhin werden diese zur Deckung der Nachfrage von Netzknoten K1 genutzt. Hierbei ist die mögliche Blindenergieeinspeisung von der gleichzeitigen Ent- bzw. Beladung der Speicher mit Wirkenergie entsprechend dem vorgegebenen zulässigen Betriebsbereich der Zwischenkreisumrichter abhängig, siehe Abschnitte 2.4.3 und 3.3.3. Exemplarisch zeigt Abb. 4-13 die stündliche Wirk- und Blindleistung des großen Speichers an Netzknoten K3 während der Typwoche des Winters. Die Entladung der Speicher mit Wirkleistung ist im positiven Bereich der Ordinatenachse dargestellt, eine positive Blindlei-

tung bedeutet eine kapazitive Einspeisung in das Verteilungsnetz. Es wird während aller Stunden kapazitive Blindleistung in das Verteilungsnetz eingespeist. Wird der Speicher jedoch gleichzeitig mit Wirkleistung entladen oder beladen, so sinkt die kapazitive Blindleistung bis auf minimal 0,4 MVar. Dies entspricht der vorgegebenen maximalen kapazitiven Blindleistung des großen Speichers bei Nennbelade- bzw. -entladewirkleistung, siehe Tab. 4-4. Trägt der Speicher nicht zur Deckung der Wirkleistungsnachfrage bei oder nimmt er keine Wirkleistung auf, wird der Zwischenkreisumrichter im so genannten Phasenschieberbetrieb genutzt.

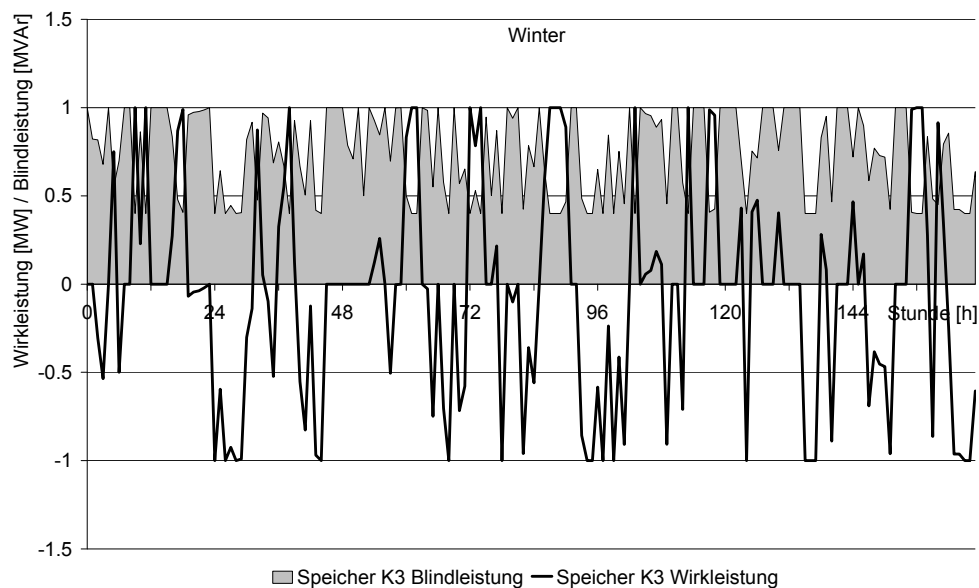


Abb. 4-13: Stündliche Wirk- und Blindleistung des großen Speichers an Netzknoten K3 des Szenarios „WKA+Speicher“ während der typischen Winterwoche

Die Deckung der Blindenergienachfrage kann im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ durch das mit einem Synchrongenerator an Netzknoten K3 angeschlossene Biomasseheizkraftwerk gezielt durch kapazitive und induktive Blindenergieeinspeisung beeinflusst werden. Die jeweils an Netzknoten K9 und K10 mit einem Asynchrongenerator angeschlossenen Blockheizkraftwerke bedingen in Abhängigkeit der Wirkenergieeinspeisung einen erhöhten Blindenergiebedarf an diesen Netzknoten, siehe Abschnitte 2.4.3 und 3.3.3. Der gesamte Bezug von induktiver Blindenergie von der vorgelagerten Netzebene ergibt sich in diesem Szenario in der Typwoche des Winters zu 251 MVarh, in der typischen Woche der Übergangszeit zu 226 MVarh und in der Typwoche des Sommers zu 150 MVarh. Damit ist der Bezug von Blindenergie außer während der Typwoche der Übergangszeit geringer als im Szenario „WKA+Speicher“. Wieder wird keine kapazitive Blindenergie an das vorgelagerte Netz abgegeben. Das Biomasseheizkraftwerk an Netzknoten K3 wirkt zu allen Stunden der drei Typwochen kapazitiv und speist insgesamt in der Typwoche des Winters 201 MVarh, in der typischen Woche der Übergangszeit 190 MVarh und in der Typwoche des Sommers rund 210 MVarh Blindenergie in das Verteilungsnetz ein. Damit wird die verfügbare kapazitive Blind-

leistung des Synchrongenerators von 1,35 MVar intensiv genutzt. Insbesondere in der Typwoche der Übergangszeit, während der das Biomasseheizkraftwerk vermehrt Wirkenergie einspeist, ist die Blindenergieabgabe jedoch aufgrund des begrenzten Betriebsbereichs des Synchrongenerators zeitweise geringer. Der Betrieb der kleinen Blockheizkraftwerke führt an den Netzknoten K9 und K10 zu einer zusätzlichen Entnahme von induktiver Blindenergie in Höhe von jeweils rund 2 MVarh in der typischen Woche des Winters, von rund 3 MVarh in der Typwoche der Übergangszeit und von rund 0,3 MVarh in der Typwoche des Sommers. Die Einspeisung von kapazitiver Blindenergie des Biomasseheizkraftwerks deckt zumeist den ganzen Bedarf an Blindenergie der Netzknoten K2 bis K11 und der beiden Blockheizkraftwerke, zusätzlich wird teilweise die Nachfrage des Netzknotens K1 gedeckt.

Vergleichbar zum vorhergehenden Szenario kann im Szenario „WKA+BHKW“ an Netzknoten K3, hier mit dem großen Blockheizkraftwerk, kapazitive und induktive Blindenergie in das Verteilungsnetz eingespeist werden. Der Betriebsbereich des abgebildeten Synchrongenerators entspricht dabei dem des Biomasseheizkraftwerks des Szenarios „WKA+BIOM/BHKW“. Ebenfalls ist die Netzanbindung der beiden kleinen Blockheizkraftwerke in den Netzknoten K9 und K10 mit einem Asynchrongenerator identisch. Erneut erfolgt keine kapazitive Einspeisung von Blindenergie in die vorgelagerte Netzebene. Gegenüber dem Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ steigt der induktive Blindenergiebezug von der vorgelagerten Netzebene im Szenario „WKA+BHKW“, vor allem während der Typwoche der Übergangszeit, an. Dieser summiert sich auf insgesamt 252 MVarh in der Typwoche des Winters, auf 243 MVarh in der Typwoche der Übergangszeit und auf 154 MVarh in der typischen Sommerwoche. So ist aufgrund der höheren und vermehrten Wirkenergieeinspeisung des großen Blockheizkraftwerkes sowie des begrenzten Betriebsbereiches des Synchrongenerators die Blindenergieeinspeisung des großen Blockheizkraftwerkes gegenüber der des Biomasseheizkraftwerkes im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ geringer. Die Blindenergieeinspeisung des großen Blockheizkraftwerkes beläuft sich auf insgesamt 197 MVarh in der Typwoche des Winters, auf insgesamt 169 MVarh in der typischen Woche der Übergangszeit und auf insgesamt 205 MVarh in der Typwoche des Sommers und ist abermals durchgehend kapazitiv. Damit kann in diesem Szenario wiederholt während einer Vielzahl der betrachteten Stunden die Blindenergienachfrage der Netzknoten K2 bis K11 vollständig und des Netzknotens K1 teilweise gedeckt werden. Mit dem geringfügigen Einsatz der beiden kleinen Blockheizkraftwerke an Netzknoten K9 und K10 ist auch der zusätzliche Blindenergiebedarf an diesen Netzknoten niedrig. So werden in der Typwoche der Übergangszeit maximal jeweils nur rund 0,8 MVarh zusätzliche induktive Blindenergie dem Netz entnommen.

Die Einbindung und Nutzung von Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung nimmt Einfluss auf den elektrischen Lastfluss in einem Verteilungsnetz und damit auf die Auslastung einzelner Leitungen, siehe Abschnitt 2.4.5.1. Die Auswirkungen der in dieser Arbeit betrachteten Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung auf die Leitungsauslastung werden durch Vergleich mit dem Referenzszenario, das keine verteilte Elektrizitätserzeugung

im Verteilungsnetz vorsieht, betrachtet. Abb. 4-14 zeigt die maximale und mittlere Auslastung der einzelnen Netzleitungen in den betrachteten Szenarien und Typwochen im Verhältnis zu deren jeweiligen thermischen Grenzleistung. Die dargestellte Leitungsauslastung berücksichtigt hierbei den aus Wirk- und Blindleistung bestehenden Scheinleistungsfluss. Die Höhe der maximalen und mittleren Auslastung der einzelnen Leitungen während der drei Typwochen hängt im Referenzszenario unmittelbar von der vorgegebenen Nachfrage nach Wirk- und Blindleistung ab, siehe Abschnitt 4.1.1. Mit 75 % liegt die höchste maximale Auslastung in der Typwoche des Winters in Leitung von Netzknoten K1 nach K2 vor, das kleinste Maximum wird in allen drei Typwochen zwischen Netzknoten K8 nach K7 erreicht und beträgt 5 %. Ebenfalls in der typischen Winterwoche nimmt die Leitung von Netzknoten K1 nach K2 die höchste mittlere Auslastung von 45 % ein, die Leitung zwischen den Netzknoten K8 und K7 weist in der Typwoche des Sommers mit nur 2 % die geringste mittlere Auslastung auf.

In den verschiedenen Szenarien ist die Auswirkung der verteilten Elektrizitätserzeugung auf die Leitungsauslastung deutlich erkennbar. So ändert sich in allen Szenarien die Auslastung insbesondere der Leitungen zwischen den Netzknoten K1, K2, K3, K4, K5 und K6. Der bei geöffneten Trennstellen zwischen diesen Netzknoten gebildete Netzstrahl beinhaltet sämtliche im Verteilungsnetz angeschlossenen Windkraftanlagen. Im Szenario „WKA“ nimmt die maximale Auslastung dieser Leitungen in den Typwochen des Winters und Sommers, außer zwischen den Netzknoten K2 und K3, zum Teil erheblich zu. In diesen Typwochen wird die höchste Auslastung zwischen den Netzknoten K1 und K2 von 87 bis 94 % sowie zwischen K3 und K4 von 88 bis 95 % der thermischen Grenzleistung erreicht. Im zeitlichen Durchschnitt führt die Windenergieeinspeisung zu einer geringeren Leitungsauslastung zwischen den Netzknoten K1 und K2, K2 und K3 sowie K4 und K5. Dahingegen werden die Leitungen zwischen den Netzknoten K3 und K4 sowie K5 und K6 im Mittel stärker belastet. So wird die fluktuierende Windenergieeinspeisung zur Nachfragedeckung in Netzknoten K1 genutzt und es kommt zur Umkehr der Lastflussrichtung, siehe auch die Abbildungen der stündlichen Nachfragedeckung in den betrachteten Szenarien in Abschnitt 4.3. Hierbei ist die nach Netzknoten K1 übertragene Leistung teilweise höher als die im Referenzszenario zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage in den Netzknoten K2 bis K11 benötigte Leistung. Mit den an Netzknoten K4 und K6 angeschlossenen Windkraftanlagen wird überwiegend die Elektrizitätsnachfrage in den weiteren Netzknoten bedient und der Bezug von der vorgelagerten Netzebene sinkt. Der Anstieg der maximalen und mittleren Leitungsauslastung zwischen den Netzknoten K5 und K6 begründet sich durch die Windenergieeinspeisung in Netzknoten K6 am Ende des Netzstrahles. Die Einspeisung ist wesentlich höher als die jeweils gleichzeitige stündliche Elektrizitätsnachfrage in Netzknoten K6, so dass sich hier die Lastflussrichtung ebenfalls umkehrt. Während der typischen Woche der Übergangszeit geht die maximale als auch die durchschnittliche Auslastung der einzelnen Leitungen tendenziell zurück. Nur zwischen den Netzknoten K3 und K4 sowie K5 und K6 nimmt die maximale Leitungsbelastung zu, jedoch nicht in dem starken Ausmaß wie in den beiden anderen Typwochen. Wäh-

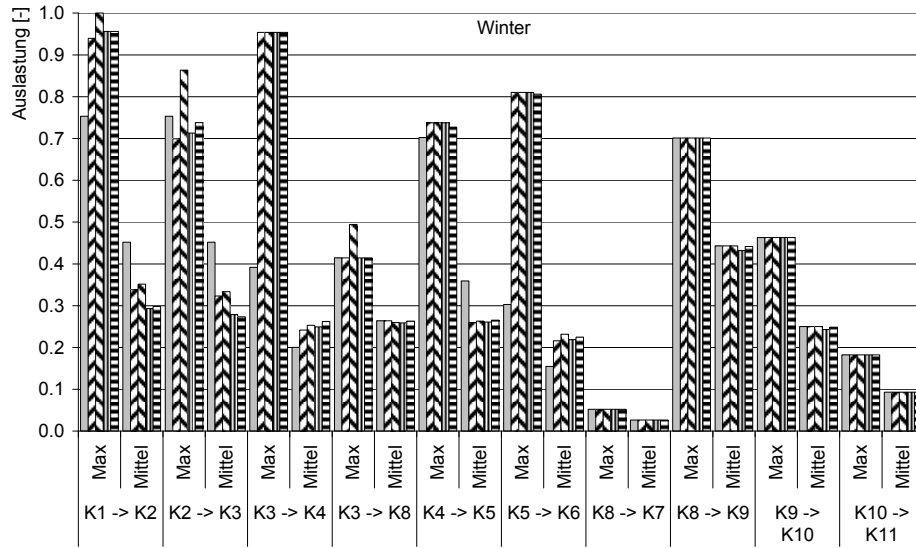
rend dieser Typwoche ist das Winddargebot deutlich geringer, siehe Abbildung Abb. 4-7, so dass keine bedeutende Lastflussumkehr im Verteilungsnetz auftritt. Die Auslastung aller weiteren Leitungen, d.h. der Leitungen zwischen den Netzknoten K3, K8, K7, K9, K10 und K11, bleibt im Szenario „WKA“ gegenüber dem Referenzszenario unverändert, da an diesen Netzknoten keine zusätzlichen Erzeugungs- oder Speicheranlagen abgebildet werden. Damit sind alle Leitungen des Verteilungsnetzes zu keinem Zeitpunkt vollständig belastet und es könnte eine höhere Windenergieeinspeisung in das Verteilungsnetz aufgenommen werden. Auf der anderen Seite führt die fluktuierende Windenergieeinspeisung im Szenario „WKA“ zu keiner durchgängigen und erheblichen Entlastung der Leitungen des Verteilungsnetzes, so dass die thermische Grenzleistung einzelner Leitungen nicht kleiner dimensioniert werden könnte.

Das Szenario „WKA+Speicher“ sieht neben dem Blei-Säure-Akkumulator an Netzknoten K3 einen weiteren Elektrizitätsspeicher kleinerer Größe an Netzknoten K8 vor, siehe Abb. 4-5. Im Vergleich zum Szenario „WKA“ beeinflusst die Bewirtschaftung des Speichers an Netzknoten K8 zusätzlich die Auslastung der Leitung zwischen den Netzknoten K3 und K8. Hierbei wird vorwiegend deren maximale Auslastung in allen drei Typwochen angehoben, die mittlere Auslastung bleibt nahezu unverändert. Bei weiterer Betrachtung fällt gegenüber dem Szenario „WKA“ insbesondere der Anstieg der maximalen Auslastung der beiden Leitungen zwischen den Netzknoten K1, K2 und K3 in den Typwochen des Winters und des Sommers auf. Während dieser Typwochen wird jeweils zu einem Zeitpunkt, Stunde 145 in der Typwoche des Winters und Stunde 108 in der Typwoche des Sommers, die Verbindung zwischen dem Lastschwerpunkt an Netzknoten K1 und der Windenergieeinspeisung in Netzknoten K2 vollständig bis zur thermischen Grenzleistung belastet. Gleichzeitig erreicht die Wirkleistungsrückspeisung von Netzknoten K2 nach K1 zu diesen Stunden ihren jeweiligen Höchstwert, siehe auch Abb. 4-10. Ferner wird Blindleistung übertragen. Dabei kann jeweils das Winddargebot vollständig in das Verteilungsnetz aufgenommen werden, in der Typwoche des Winters wird jedoch die Entladung der beiden Speicher reduziert. Insgesamt wird der Betrieb der Anlagen der verteilten Erzeugung und Speicherung durch die berücksichtigten thermischen Grenzleistungen des betrachteten Verteilungsnetzes nicht erheblich eingeschränkt. Die mittlere Auslastung aller Leitungen des Verteilungsnetzes, mit Ausnahme der Leitungen zwischen den Netzknoten K1, K2 und K3 in der typischen Sommerwoche, ändert sich gegenüber dem Szenario „WKA“ durch die beiden Speicher nur unwesentlich.

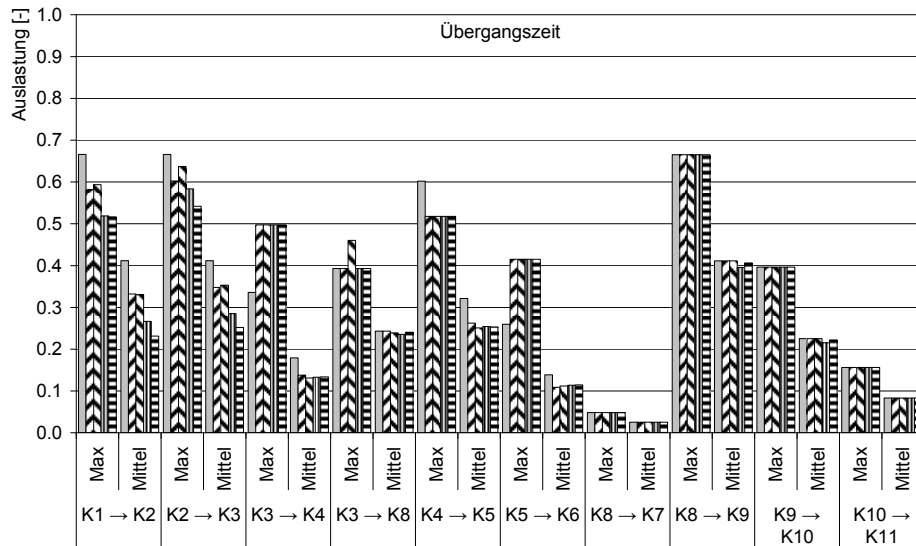
Die Leitungsauslastung in den beiden Szenarien „WKA+BIOM/BHKW“ und „WKA+BHKW“ ähnelt sich größtenteils. Während der typischen Woche des Winters und des Sommers ist sie darüber hinaus mit der Leitungsauslastung im Szenario „WKA“ mit den folgenden Ausnahmen vergleichbar. In der Typwoche des Winters erhöht sich die Spannbreite zwischen maximaler und durchschnittlicher Leitungsauslastung zwischen den Netzknoten K1, K2 und K3. Hierbei sinkt insbesondere die durchschnittliche Leitungsauslastung. So verringert sich in diesen Szenarien zum einen der Bezug von der vorgelagerten Netzebene stärker als im Szenario „WKA“, siehe Abschnitt 4.3, zum anderen erhöht sich die fluktuierende

Windenergieeinspeisung an den Netzknoten K2 und K4. Mit der Elektrizitätseinspeisung der beiden kleinen Blockheizkraftwerke an den Netzknoten K9 und K10 reduziert sich die mittlere Auslastung der Leitungen zwischen den Netzknoten K8, K9 und K10. Während der typischen Sommerwoche weicht vor allem im Szenario „WKA+BHKW“ die Leitungsauslastung zwischen den Netzknoten K1 und K2 von den anderen Szenarien ab. In der Stunde 111 wird hier die thermische Grenzleistung der Leitung erreicht, wie im Szenario „WKA+Speicher“ geht dies mit einer hohen Windenergieeinspeisung und gleichzeitiger Umkehr des Wirkleistungsflusses einher. In diesem Fall kann das Winddargebot an Netzknoten K2 nicht vollständig genutzt werden und es erfolgt eine Reduktion der Windenergieeinspeisung um rund 0,15 MW. Da die beiden kleinen Blockheizkraftwerke während der Typwoche des Sommers nur sehr geringfügig genutzt werden, ist der Rückgang der durchschnittlichen Auslastung zwischen den Netzknoten K8, K9 und K10 ebenfalls unbedeutend. In der Typwoche der Übergangszeit zeigt insbesondere die Leitung zwischen den Knoten K1, K2 und K3 eine andere Auslastung als im Szenario „WKA“. Mit der in dieser Typwoche vor allem an Netzknoten K3 höchsten Einspeisung der steuerbaren Elektrizitätserzeugungsanlagen kann der Bezug von der vorgelagerten Netzebene zusätzlich gesenkt werden, so dass in diesen beiden Leitungen sowohl die maximale als auch die mittlere Auslastung weiter abnimmt. Analog spiegelt sich der Betrieb der beiden kleinen Blockheizkraftwerke während dieser Typwoche durch die etwas geringere mittlere Auslastung der Leitungen zwischen den Netzknoten K8, K9 und K10 im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ wieder. Die Leitungen zu den Netzknoten K7 und K11 am Ende der Netzstrahlen des Verteilungsnetzes, an denen in allen Szenarien keine Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung angeschlossen sind, weisen daher keine Änderung der Auslastung auf.

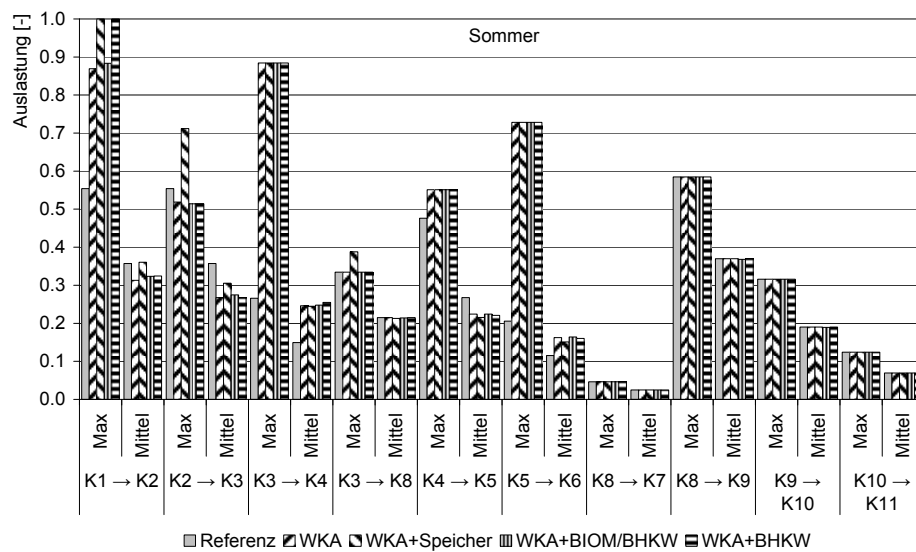
Die Nutzung von Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung hat neben einer geänderten Auslastung der Leitungen eines Verteilungsnetzes Auswirkungen auf die Spannungshöhe an den einzelnen Netzknoten zur Folge, siehe Abschnitt 2.4.5.2. Die Beeinflussung der Knotenspannung ist von der Betriebsweise der Anlagen der verteilten Erzeugung und Speicherung sowie von der jeweiligen Ausführung der Netzanbindung abhängig, siehe Abschnitt 2.4.3. Um eine Übersicht über den Einfluss der hier betrachteten Systeme der verteilten Erzeugung auf die Spannung zu geben, wird eingangs auf die durchschnittliche Knotenspannung im Verteilungsnetz eingegangen. Anschließend wird für die einzelnen Szenarien der stündliche Verlauf der Knotenspannungen exemplarisch anhand der Typwoche des Winters diskutiert.



a)



b)



c)

Abb. 4-14: Mittlere und maximale Auslastung der Leitungen in den betrachteten Szenarien in der typischen a) Winterwoche, b) Woche der Übergangszeit und c) Sommerwoche

Die durchschnittliche Knotenspannung im Verteilungsnetz in den betrachteten Szenarien und Typwochen fasst Tab. 4-14 zusammen. Da bei der Modellierung des elektrischen Lastflusses die Knotenspannung im Slackknoten K1 stets gleich der Nennspannung von 20 kV vorgegeben wird, siehe Abschnitt 3.3.1, wird dieser Netzknoten bei der Ermittlung der durchschnittlichen Knotenspannung nicht berücksichtigt. Der im Referenzszenario gegenüber der Nennspannung beobachtbare Rückgang der durchschnittlichen Knotenspannung ist durch die Wirk- und Blindleistungsentnahme im Verteilungsnetz sowie durch die Impedanzen der einzelnen Leitungen bedingt. Im Vergleich zur typischen Sommerwoche sinkt die durchschnittliche Knotenspannung in der typischen Woche der Übergangszeit und des Winters aufgrund der größeren Nachfrage in diesen Typwochen stärker ab. In den betrachteten Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung nimmt während allen Typwochen die durchschnittliche Knotenspannung zu. So ist mit der Elektrizitätseinspeisung in das Verteilungsnetz eine generelle Spannungsanhebung verbunden, siehe Abschnitt 2.4.5.2. Der Spannungsanstieg folgt hierbei tendenziell der Entwicklung der Summe der Wirkenergieeinspeisung in den jeweiligen Szenarien und Typwochen, siehe Abschnitt 4.3. Als Folge des geringeren Winddargebots ist die Spannungsanhebung während der Typwoche der Übergangszeit in allen Szenarien am wenigsten ausgeprägt. Obwohl im Szenario „WKA+Speicher“ die gesamte Elektrizitätseinspeisung in der Typwoche des Winters und des Sommers am höchsten ist, wird die durchschnittliche Knotenspannung der beiden Szenarien „WKA+BIOM/BHKW“ und „WKA+BHKW“ nicht überschritten. Das geringere durchschnittliche Spannungsniveau erklärt sich durch Rückgang der Knotenspannungen während der Beladung der beiden Speicheranlagen, siehe unten. Der kapazitive Betrieb der Speicheranlagen im Szenario „WKA+Speicher“ bzw. des Biomasseheizkraftwerkes im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“ und des großen Blockheizkraftwerkes im Szenario „WKA+BHKW“ bewirkt ebenfalls eine Anhebung der Knotenspannungen. Diese Szenarien führen in den Typwochen des Winters und des Sommers zu einer durchschnittlichen Spannung, die mindestens der Nennspannung des Verteilungsnetzes von 20 kV entspricht.

Tab. 4-14: Durchschnittliche Knotenspannung der Netzknoten K2 bis K11 in den betrachteten Szenarien und Typwochen

Szenario	Winter [kV]	Übergangszeit [kV]	Sommer [kV]
Referenz	19,70	19,72	19,76
WKA	19,90	19,78	19,93
WKA+Speicher	20,00	19,86	20,01
WKA+BIOM/BHKW	20,02	19,90	20,03
WKA+BHKW	20,04	19,91	20,04

Am Beispiel der typischen Winterwoche zeigen Abb. 4-15 bis Abb. 4-17 für die betrachteten Szenarien den stündlichen Verlauf der Spannungen an den einzelnen Netzknoten des Verteilungsnetzes. Während der beiden anderen Typwochen kann ein vergleichbares Verhalten der Knotenspannungen in den jeweiligen Szenarien beobachtet werden. Die durch die Norm [146] vorgeschriebenen maximalen und minimalen Spannungsbänder von $\pm 10\%$ der gültigen Nennspannung werden in den betrachteten Szenarien und Typwochen nicht erreicht oder überschritten. Im Fall des Referenzszenarios ist während der typischen Winterwoche deutlich die Abhängigkeit der Knotenspannungen von der Elektrizitätsnachfrage, siehe Abb. 4-7, sowie von der Lage der einzelnen Netzknoten im Verteilungsnetz zu erkennen, siehe Abb. 4-2. Die stündlichen Knotenspannungen bilden sich entsprechend dem Verlauf der Elektrizitätsnachfrage aus. So gehen die Knotenspannungen während Zeitpunkten mit höherer Elektrizitätsnachfrage, wie insbesondere während den Abendstunden der Werktage und des Samstags, stärker zurück. Ferner sinkt die Knotenspannung mit größer werdender Entfernung des jeweiligen Netzknotens von der Umspannstation in Netzknoten K1. Die höchsten Spannungsdifferenzen ergeben sich bedingt durch die vergleichsweise großen Leitungslängen und den damit höheren Impedanzen zwischen den Netzknoten K1, K2 und K3, siehe Tab. 4-1. Die Knotenspannungen der weiteren Netzknoten weichen dagegen nicht erheblich voneinander ab. Im Szenario „WKA“ werden die stündlichen Knotenspannungen wesentlich von der Windenergieeinspeisung beeinflusst und zeigen daher einen unregelmäßigen und stark schwankenden Verlauf. Zu den Zeitpunkten, während derer eine Einspeisung durch die einzelnen Windkraftanlagen erfolgt, kommt es zu einem deutlichen Anstieg der Knotenspannungen. Zeitweise sind die Knotenspannungen beträchtlich höher als die Nennspannung von 20 kV. Die Spannungsanhebung an den einzelnen Netzknoten ist dabei abhängig von der jeweiligen Windenergieeinspeisung an den Netzknoten K2, K4 und K6. So ist zum Beispiel in den frühen Morgenstunden des vierten und siebten Tages, während derer vor allem die Windkraftanlagen an Netzknoten K4 und K6 zur Elektrizitätserzeugung im Verteilungsnetz beitragen, siehe Abb. 4-9, die Spannung an Netzknoten K2 niedriger als an den weiteren Netzknoten. Die maximale Spannung weist hierbei Netzknoten K6 auf und es kommt zu einem Spannungsabfall hin zur Umspannstation in Netzknoten K1. Wird keine Windenergie in das Verteilungsnetz eingespeist, wie in den ersten Stunden des zweiten Tages, stellt sich folgerichtig das gleiche Spannungsniveau wie im Referenzszenario ein. Mit vergleichbarer Windenergieeinspeisung ähnelt der Verlauf der Knotenspannungen im Szenario „WKA+Speicher“ dem des Szenarios „WKA“. Jedoch ist das Spannungsniveau, insbesondere aufgrund des kapazitiven Betriebs der beiden Speicheranlagen, insgesamt höher. Darüber hinaus wird zu den Zeitpunkten, während derer in diesem Szenario die Windkraftanlagen vermehrt einspeisen und zusätzlich die beiden Speicher entladen werden, die Spannung weiter angehoben. Die Beladung der beiden Speicher, die einer Erhöhung der Elektrizitätsnachfrage an den Netzknoten entspricht, führt dagegen zeitweise zu einer Absenkung der Knotenspannung im Vergleich zu den oben diskutierten Szenarien. Dies trifft zum Beispiel während der frühen Morgenstunden des zweiten oder des

sechsten Tages zu. Auch in den Szenarien „WKA+BIOM/BHKW“ und „WKA+BHKW“ ist der bereits im Szenario „WKA“ beobachtbare Verlauf der Knotenspannung tendenziell erkennbar. Durch den durchgehenden kapazitiven Betrieb des Synchrongenerators des Biomasseheizkraftwerkes bzw. des großen Blockheizkraftwerkes an Netzknoten K3 wird jedoch erneut das Spannungsniveau im Allgemeinen merklich angehoben. Dies ist auch dann der Fall, wenn wie zu Beginn des zweiten Tages weder die Windkraftanlagen noch die steuerbaren Erzeugungsanlagen Elektrizität einspeisen, der Synchrongenerator aber als Phasenschieber betrieben wird. Tragen die steuerbaren Erzeugungsanlagen ebenfalls zur Nachfragedeckung im Verteilungsnetz bei, nehmen die Knotenspannungen weiter zu. Aufgrund der vergleichbaren Einspeisecharakteristik aller verteilten Elektrizitätserzeugungsanlagen der beiden Szenarien „WKA+BIOM/BHKW“ und „WKA+BHKW“ treten zwischen den sich jeweils ergebenden Spannungsverläufen jedoch nur zu vereinzelt Stunden größere Abweichungen auf.

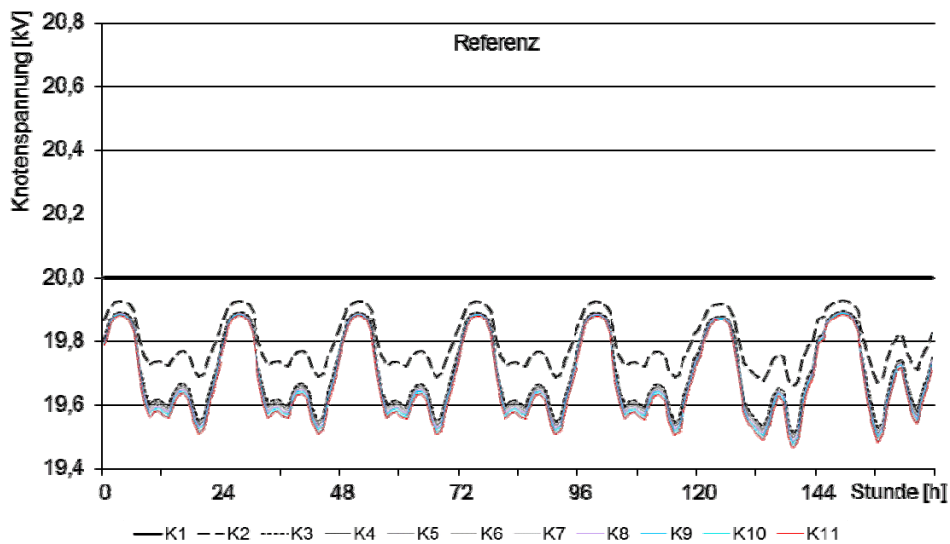
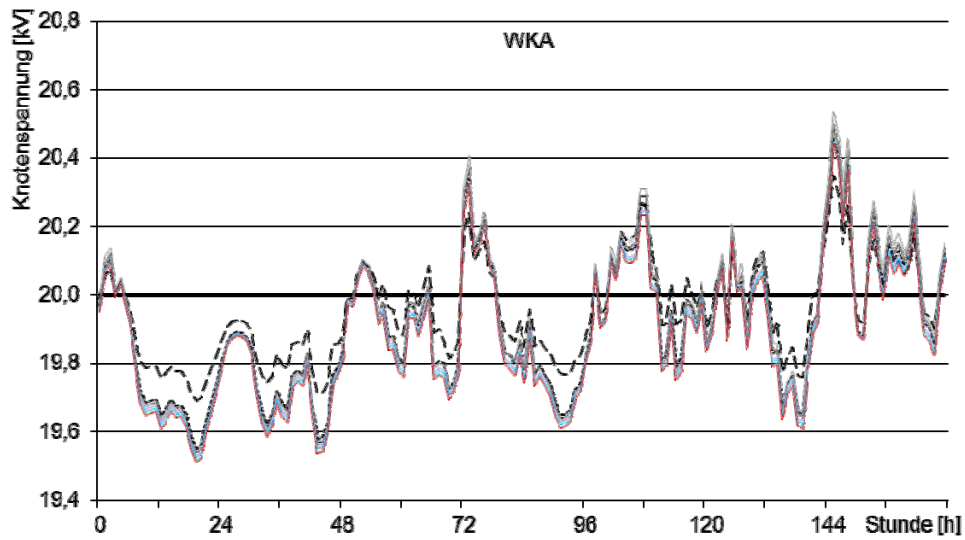
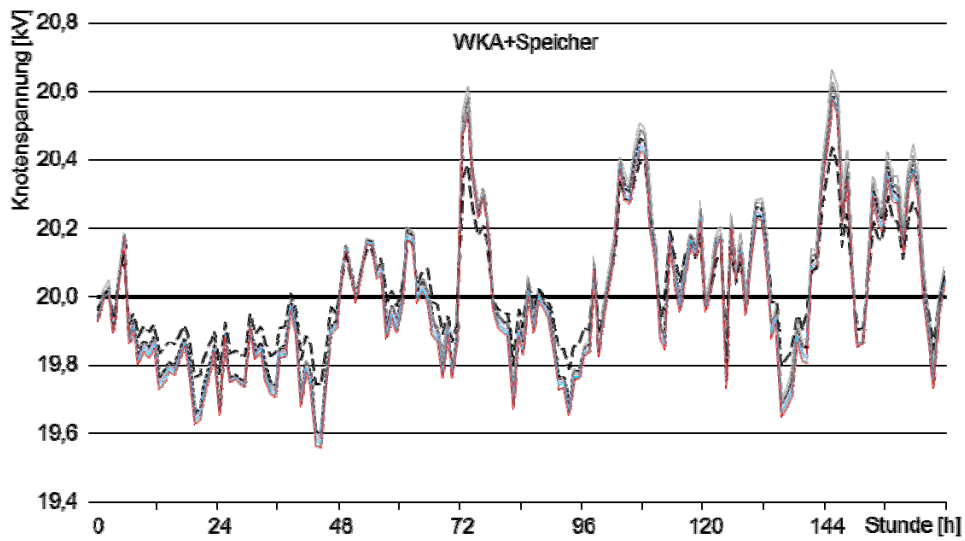


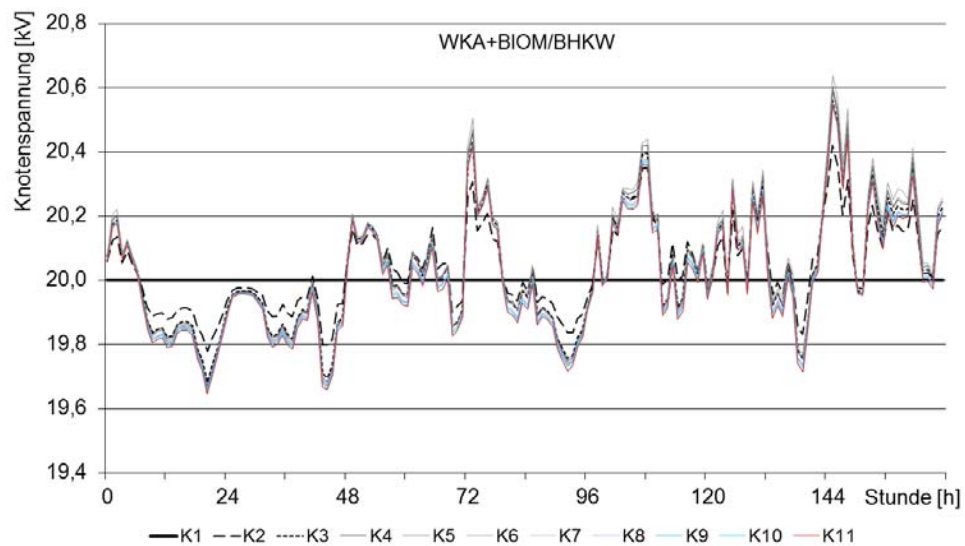
Abb. 4-15: Verlauf der Knotenspannungen im betrachteten Verteilungsnetz in der typischen Woche des Winters im Referenzszenario



a)



b)



c)

Abb. 4-16: Verlauf der Knotenspannungen im betrachteten Verteilungsnetz in der typischen Woche des Winters a) im Szenario „WKA“, b) im Szenario „WKA+Speicher“, c) im Szenario „WKA+BIOM/BHKW“

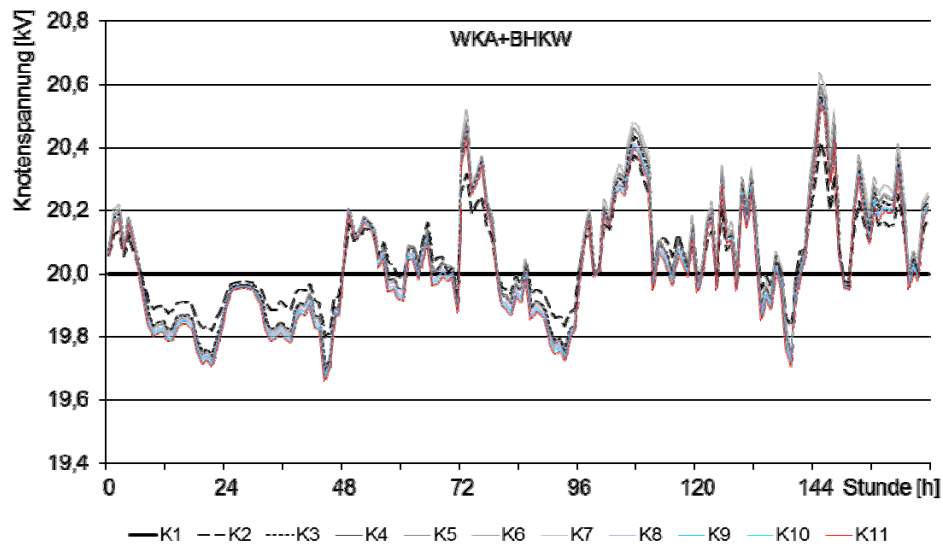


Abb. 4-17: Verlauf der Knotenspannungen im betrachteten Verteilungsnetz in der typischen Woche des Winters im Szenario „WKA+BHKW“

5 Schlussbetrachtung

Die Förderung der Elektrizitätserzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung durch die Energiepolitik führt zu einer zunehmenden Bedeutung der verteilten Elektrizitätserzeugung, deren Anlagen an die Verteilungsnetzebene angeschlossen werden. Die Nutzung der verteilten Elektrizitätserzeugung hat jedoch wesentliche ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen auf die Deckung der Elektrizitätsnachfrage. Neben den gegenüber Großkraftwerken abweichenden Erzeugungskosten der verschiedenen Technologien der verteilten Erzeugung weisen dargebotsabhängige Technologien, wie insbesondere Windkraft- und Photovoltaikanlagen, eine fluktuierende, größtenteils nicht bedarfsgerechte und mit Prognosefehlern behaftete Elektrizitätseinspeisung auf. In Abhängigkeit der verwendeten Technologien und des Anteils der verteilten Elektrizitätserzeugung werden daher die Gesamtkosten der Nachfragedeckung, die Großhandelspreise für Elektrizität, der Betrieb der Großkraftwerke und des Elektrizitätsnetzes in den verschiedenen Spannungsebenen sowie der Bedarf an Elektrizitätsspeicherung beeinflusst.

Zur quantitativen Bewertung der Auswirkungen der Nutzung verteilter Elektrizitätserzeugung können fundamental-analytische Methoden auf Basis der numerischen Optimierung verwendet werden. In der wissenschaftlichen Literatur stellt ein Schwerpunkt der Anwendung solcher Modelle die Betrachtung der Nutzung erneuerbarer Energien, wie insbesondere der Windenergie, im nationalen und internationalen Kontext dar. Hierbei werden jedoch Aspekte und Herausforderungen in der Verteilungsnetzebene ausgeblendet. Mit dieser Arbeit werden ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen der verteilten Elektrizitätserzeugung auf die kostenoptimale Deckung der Elektrizitätsnachfrage in einem typischen Verteilungsnetz der Mittelspannungsebene diskutiert. Die berücksichtigten Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung fokussieren hierbei die Einspeisung von Windkraftanlagen. Diese wird alternativ durch Batteriespeicher, durch ein Biomasseheizkraftwerk oder durch einen mit Erdgas betriebenen Verbrennungsmotor mit vergleichbarer Nennleistung und in Ausführung als Blockheizkraftwerk ergänzt. Die beiden letzteren Varianten verfügen weiterhin über zwei Erdgas-Blockheizkraftwerke kleinerer Nennleistung. Mit diesen Szenarien lässt sich unter anderem untersuchen, ob die Speicher und steuerbaren Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung zum Ausgleich der Fluktuationen und der Prognosefehler der Windenergieeinspeisung verwendet werden. Zur quantitativen Bewertung der Auswirkungen wird als Referenz die vollständige Deckung der Nachfrage im betrachteten Verteilungsnetz durch Bezug vom Spotmarkt für Elektrizität herangezogen.

Für eine adäquate Beschreibung der ökonomischen und technisch-betrieblichen Effekte der betrachteten Szenarien verfügt das hier entwickelte und angewandte Optimierungsmodell unter anderem über die folgenden Eigenschaften. Um für die Bestimmung der kostenoptimalen Nachfragedeckung den Handelsschluss am vortägigen Spotmarkt für Elektrizität und intertemporale Restriktionen des Kraftwerks- und Speichereinsatzes berücksichtigen zu kön-

nen, ist die Modellierung von Kurzfristprognosen sowie des Ausgleichs von aufgetretenen Prognosefehlern erforderlich. In dieser Arbeit werden die Prognosefehler der Windenergieeinspeisung mit stochastischer Programmierung beschrieben, die eine Abbildung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Prognosefehler in der Zielfunktion des Optimierungsproblems ermöglicht. Das auf dieser Basis erhaltene Modellergebnis ist damit nicht nur gegenüber einer Ausprägung, sondern gegenüber der beschriebenen Dichtefunktion des Prognosefehlers optimal. Die benötigten Dichtefunktionen der Prognosen der Windenergieeinspeisung basieren auf einer Monte-Carlo-Simulation des Windgeschwindigkeitsprognosefehlers mittels ökonomischen Autoregressive Moving-Average Prozessen, die reale Prognosefehler nachbilden. Der kostenoptimale untertägige Ausgleich des auf diese Weise simulierten Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung wird mit rollierender Planung bestimmt.

Die Nutzung verteilter Elektrizitätserzeugung beeinflusst die Auslastung der Leitungen des betroffenen Verteilungsnetzes als auch die Spannungshöhe an den Netzknoten. Diese technisch-betriebliche Auswirkung lässt sich jedoch mit Modellierungsansätzen, die die Elektrizitätsnachfrage und -erzeugung räumlich aggregiert in einem Punkt beschreiben, nicht erfassen. Daher wurde als wesentlicher methodischer Schwerpunkt dieser Arbeit ein Optimierungsmodell entwickelt, das zum einen die einzelnen Knoten eines exemplarischen Verteilungsnetzes abbildet und zum anderen die Verteilung des komplexen elektrischen Lastflusses bestehend aus Wirk- und Blindleistung berücksichtigt. Damit können sowohl die Leitungsauslastung als auch die Knotenspannungen betrachtet werden. Zur besseren Lösbarkeit des Optimierungsmodells wird ein Verfahren zur linearisierten Beschreibung des komplexen elektrischen Lastflusses verwendet. Gegenüber der Beschreibung der Lastflussrestriktionen nach Newton-Raphson wird bezüglich der Leitungsauslastung bei Betrachtung der Scheinleistung ein mittlerer absoluter prozentualer Fehler von 3,7 % und bei Betrachtung nur der Wirkleistung von 0,2 % erreicht. Der mittlere absolute prozentuale Fehler bezüglich der Knotenspannungen beträgt 0,2 %.

Zur Bewertung der ökonomischen Auswirkungen der in dieser Arbeit beschriebenen Systeme der verteilten Elektrizitätserzeugung werden die betrieblichen Kosten der Nachfragedeckung in dem zu Grunde gelegten Verteilungsnetz sowie die Investitionskosten der Anlagen der verteilten Erzeugung betrachtet. Gegenüber einem vollständigen Bezug der nachgefragten Elektrizität vom Spotmarkt sinken die betrieblichen Kosten in allen Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung, die niedrigsten Betriebskosten werden im Szenario mit zusätzlichem Verbrennungsmotor auf Erdgasbasis erreicht. Ein nicht unwesentlicher Anteil des Betriebskostenrückgangs begründet sich durch die mögliche Reduktion des Blindenergiebezugs von der vorgelagerten Netzebene und der damit verbundenen Einsparung von Netznutzungsentgelten für Blindenergie. Jedoch zeigt sich bei weiterer Berücksichtigung der für die jeweiligen Anlagen der verteilten Erzeugung aufzubringenden Investitionskosten in Form von Annuitäten, dass im Vergleich zum vollständigen Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt keines der betrachteten Szenarien zu einer Verringerung der gesamten Kosten der Nachfragedeckung

führt. Ferner sind darüber hinaus anfallende Kosten für den Anschluss der Erzeugungs- und Speichieranlagen an das Verteilungsnetz sowie für Steuerungs- und Kommunikationsanlagen zur Regelung und weiteren Überwachung des Betriebs nicht berücksichtigt. Somit ist aus ökonomischen Gründen keines der betrachteten Szenarien sinnvoll. Die insgesamt niedrigsten Mehrkosten weist das Szenario mit zusätzlichem Erdgas-Verbrennungsmotor auf. Eine Verringerung der Gesamtkosten gegenüber dem Szenario, das nur Windkraftanlagen vorsieht, erreichen die Szenarien mit zusätzlichem Erdgas-Verbrennungsmotor und weiteren Batteriespeichern. Die Analyse des Betriebs der jeweiligen zusätzlichen Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und -speicherung, siehe unten, lassen jedoch nicht den Schluss zu, dass diese in erster Linie durch Ausgleich der Einspeisefluktuationen zu einer verbesserten Aufnahme der Windenergieeinspeisung beitragen.

Weiterhin wird eine Reihe an technisch-betrieblichen Auswirkungen der beschriebenen Systeme der verteilten Elektrizitätserzeugung diskutiert. Mit zunehmender Elektrizitätseinspeisung der Anlagen der verteilten Erzeugung nimmt in logischer Konsequenz der Bezug vom vortägigen Spotmarkt für Elektrizität ab. Der gesamte Elektrizitätsbezug von der vorgelagerten Netzebene unter zusätzlicher Berücksichtigung des untertägigen Bezugs von Ausgleichsenergie aufgrund der nicht fehlerfrei prognostizierbaren Windenergieeinspeisung geht ebenfalls zurück. Der niedrigste Elektrizitätsbezug sowohl vom Spotmarkt als auch insgesamt ergibt sich für das Szenario mit zusätzlichem Erdgas-Verbrennungsmotor. In keinem Fall wird Ausgleichsenergie zur Kompensation einer vortägigen Unterschätzung der Windenergieeinspeisung an die vorgelagerte Netzebene abgegeben. In allen Szenarien mit zusätzlichen Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und -speicherung nimmt die Aufnahme von Windenergie in das Verteilungsnetz zu. Die Summe der Windenergieeinspeisung ist mit zusätzlichem Erdgas-Verbrennungsmotor, dessen hohe betriebliche Flexibilität zum Ausgleich von Prognosefehlern genutzt wird, am höchsten, gefolgt von dem Szenario mit zusätzlichen Batteriespeichern. Somit ist es folgerichtig, dass das Szenario mit zusätzlichem Erdgas-Verbrennungsmotor, das zu dem niedrigsten Bezug von der vorgelagerten Netzebene und gleichzeitig zur besten Ausnutzung des Winddargebots führt, die niedrigsten betrieblichen Kosten aufweist. Die in den verschiedenen Szenarien berücksichtigten steuerbaren Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung werden vorwiegend in den Stunden eingesetzt, während der deren variable Erzeugungskosten niedriger als der jeweilige Elektrizitätspreis sind. Auf diese Weise werden die Betriebskosten der Nachfragedeckung durch Substitution des Elektrizitätsbezugs vom Spotmarkt gesenkt. Hierbei ist die Elektrizitätseinspeisung des Erdgas-Verbrennungsmotors am höchsten. Insgesamt sind die abgeleiteten Volllaststunden aller steuerbaren Anlagen jedoch äußerst gering. Die steuerbaren Erzeugungsanlagen werden damit nicht zur Kompensation von Einspeisefluktuationen der Windenergie genutzt. Dagegen werden diese zum Ausgleich insbesondere von vortägigen Unterschätzungen der Windenergieeinspeisung durch Verringerung der am Vortag geplanten Elektrizitätserzeugung herangezogen. Zu einem geringen Teil werden ebenfalls vortägige Überschätzungen der Windenergieein-

speisung kompensiert. Mit den betrachteten Batteriespeichern werden sowohl Fluktuationen als auch Prognosefehler der Windenergieeinspeisung ausgeglichen. Ferner dienen diese ebenfalls zur Optimierung des Elektrizitätsbezugs vom Spotmarkt, indem während Stunden mit niedrigeren Preisen zusätzlich Elektrizität bezogen wird.

Neben dem kostenoptimalen Einsatz der Anlagen der verteilten Erzeugung zur Deckung der Wirkenergienachfrage wird simultan der Netzbetrieb detailliert modelliert. In den Szenarien der verteilten Erzeugung, deren Anlagen kapazitive Blindleistung bereitstellen können, geht der Bezug von Blindenergie von der vorgelagerten Netzebene wesentlich zurück. Stattdessen wird ein bedeutender Teil der benötigten Blindenergie lokal in dem Verteilungsnetz erzeugt, um die Höhe der Netznutzungsentgelte für Blindenergie zu reduzieren, siehe oben. Die Auswirkungen der verschiedenen Szenarien auf die thermische Belastung der einzelnen Leitungen des Elektrizitätsnetzes sind vielschichtig. In Abhängigkeit der Höhe, des Zeitpunktes und der Lage der Elektrizitätseinspeisung in das Verteilungsnetz ändert sich die Leitungsauslastung zum Teil merklich. So kann für die Bereiche des Verteilungsnetzes, in denen Anlagen der verteilten Elektrizitätserzeugung und -speicherung angeschlossen sind, ein Anstieg und ein Rückgang sowohl der maximalen als auch der durchschnittlichen Auslastung beobachtet werden. Die beschriebenen Szenarien führen hierbei nur in vereinzelt Stunden zu einer vollständigen Auslastung einer Leitung des Verteilungsnetzes bei gleichzeitiger Reduktion der Windenergieeinspeisung bzw. der Entladung der Speicher. Andererseits werden die einzelnen Leitungen des Verteilungsnetzes auch nicht dermaßen entlastet, so dass eine Reduktion der thermischen Grenzleistung der Leitungen möglich wäre. Aufgrund der Einspeisung von Windenergie und der weiteren Anlagen der verteilten Erzeugung kommt es in mehreren Leitungen zeitweise zu einer Umkehr der Lastflussrichtung. Wie die Auslastung der Leitungen des Verteilungsnetzes werden auch die Knotenspannungen durch die Nutzung verteilter Elektrizitätserzeugung beeinflusst. Gegenüber dem Referenzszenario mit vollständigem Elektrizitätsbezug vom Spotmarkt bzw. von der vorgelagerten Netzebene steigen die durchschnittlichen Knotenspannungen tendenziell mit zunehmender verteilter Elektrizitätserzeugung an. Neben der Einspeisung von Wirkenergie ist dies auf den teilweise kapazitiven Betrieb der Anlagen zurück zu führen. Mit der Beladung der in einem Szenario abgebildeten zusätzlichen Speicher wird der Spannungsanstieg dagegen gedämpft. Bei Betrachtung des zeitlichen Verlaufs der einzelnen Knotenspannungen wird die Abhängigkeit des Spannungsniveaus von der jeweiligen Einspeise- und Nachfragesituation erkennbar. In den betrachteten Szenarien verbleibt dabei stets ein deutlicher Abstand der Knotenspannungen zu den vorgeschriebenen Grenzen der Spannungsbänder.

Mit der vorliegenden Arbeit werden die ökonomischen und technisch-betrieblichen Auswirkungen der Nutzung verteilter Elektrizitätserzeugung anhand exemplarischer Szenarien und eines beispielhaften Verteilungsnetzes der Mittelspannungsebene modellgestützt diskutiert. Die erhaltenen Ergebnisse stehen dabei in Abhängigkeit der für die einzelnen Rahmenbedingungen getroffenen Annahmen, wie insbesondere das Niveau und der Verlauf der

berücksichtigten Elektrizitätspreise am Spotmarkt und des Windenergiedargebots sowie die Höhe der Brennstoffpreise. So wird der Einfluss der Elektrizitätspreise anhand der durchgeführten Sensitivitätsanalysen mit variiertem Preisniveau deutlich, die Auswirkungen eines unterschiedlich starken Winddargebots sind durch die Betrachtung der drei verschiedenen Typwochen erkennbar. Auch beeinflussen die Wahl der Netztopologie, die Anzahl und Anordnung der Erzeugungs- und Speicheranlagen die Modellergebnisse. Eine geänderte Netztopologie und Anschluss der Anlagen der verteilten Erzeugung könnte zu vermehrten Netzengpässen und zum Erreichen der Grenzen der zulässigen Spannungsbänder führen. In diesen Fällen wäre für eine weitergehende Nutzung der verteilten Elektrizitätserzeugung gegebenenfalls ein Ausbau des Verteilungsnetzes zu berücksichtigen.

Die in dieser Arbeit betrachteten Szenarien können ein limitiertes Spektrum an möglichen Systemen der verteilten Elektrizitätserzeugung darstellen. Die gesamte Heterogenität der verteilten Erzeugung, die sich durch Anlagen verschiedener Erzeugungstechnologien mit unterschiedlichen Nennleistungen ergibt, kann damit nur eingeschränkt wiedergegeben werden. Neben der hier fokussierten Windenergie ist zum Beispiel weiterhin die Einbindung von Photovoltaikanlagen in Niederspannungsnetzen zu nennen. Seit einigen Jahren führt die Elektrizitätserzeugung dieser Anlagen vor allem in Süddeutschland aufgrund der dort hohen installierten Kapazitäten insbesondere durch einen Anstieg des Spannungsniveaus vermehrt zu betrieblichen Herausforderungen. Ein weiterer Betrachtungsgegenstand stellen andere Maßnahmen zur Aufnahme verteilter Elektrizitätserzeugung, wie die gezielte Beeinflussung der Elektrizitätsnachfrage durch Lastmanagement, dar. Hierfür ist das angewandte Optimierungsmodell methodisch zu erweitern und eine Bewertung der nutzbaren Potentiale für verschiedene Lastmanagementtechnologien vorzunehmen.

Diese Arbeit hatte zum Ziel, lokale Auswirkungen der verteilten Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen zu untersuchen. Eine detaillierte Analyse der ökonomischen und technischen Effekte der verteilten Erzeugung auf die verschiedenen Netzebenen eines Elektrizitätssystems würde dagegen die simultane modellgestützte Betrachtung aller Spannungsebenen erfordern. Dazu ist vor allem ein methodisches Verfahren zu entwickeln, das in der Lage ist, die Strukturen und technische Restriktionen der Elektrizitätsnetze auf den verschiedenen Spannungsebenen in einem Modellierungsschritt angemessen abzubilden.

Anhang A Szenariobäume zur stochastischen Beschreibung der Kurzfristprognose der Windenergieeinspeisung

Zur Ableitung von kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzentscheidungen mit dem in Abschnitt 3 diskutierten stochastischen Optimierungsmodell wird die Fehlerverteilung von Kurzfristprognosen der Windenergieeinspeisung mittels stochastischer Szenariobäume berücksichtigt. Die Generierung dieser Szenariobäume setzt sich aus den im Folgenden dargestellten Schritten zusammen. Zunächst erfolgt auf Basis einer Monte-Carlo-Simulation eine Abbildung der Verteilung der stochastischen Windgeschwindigkeitsprognose, siehe Anhang A.1. Anschließend werden die simulierten Szenarien der Windgeschwindigkeitsprognose in Szenarien der Windleistungsprognose transformiert, siehe Anhang A.2. Die für die spätere Abbildung der Prognosen im stochastischen Optimierungsmodell erforderliche Reduktion der Szenarienzahl und Bildung von Szenarienbäumen diskutiert Anhang A.3¹²³.

A.1 Verteilung der Windgeschwindigkeitsprognose

Die Simulation von Windgeschwindigkeitsprognosen mit einem Prognosehorizont von maximal 36 Stunden erfolgt auf der Basis einer Monte-Carlo-Simulation des Prognosefehlers der Windgeschwindigkeit und der Addition der Szenarien des Prognosefehlers zu gemessenen Zeitreihen der Windgeschwindigkeit. Die simulierten Windgeschwindigkeitsprognosen haben dabei die in der Praxis beobachtbaren statistischen Eigenschaften der Prognosegüte abzubilden. Dies umfasst neben der Beschreibung des Prognosefehlers in Abhängigkeit der Prognosestunde die beobachtbaren Autokorrelationen sowie räumliche Korrelationen des Prognosefehlers zwischen Standorten von Windkraftanlagen.

A.1.1 Methodischer Ansatz für singuläre Windgeschwindigkeitsprognosen

Die Simulation von singulären Prognosefehlern der Windgeschwindigkeit beruht auf [274] und nutzt einen Autoregressive Moving-Average Prozess (ARMA)¹²⁴. ARMA-Prozesse sind Bestandteil der methodischen Ansätze der ökonometrischen Analyse und sind für die beobachtete Größe $y(t)$ im Allgemeinen wie folgt definiert [50], [277], [278]:

$$y(t) = \sum_{i=1}^p \alpha_i y(t-i) + \sum_{i=1}^q \beta_i \varepsilon(t-i) + \varepsilon(t) \quad (\text{A-1})$$

¹²³ Weitere Darstellungen von Teilen der hier beschriebenen methodischen Ansätze befinden sich in [272], [273].

¹²⁴ Prognosemodelle der Windgeschwindigkeit auf der Basis von ARMA-Prozessen werden z. B. in [275] und [276] diskutiert.

Dieser Prozess beinhaltet eine autoregressive Komponente (AR, im Englischen „autoregressive“) sowie einen gleitenden Durchschnitt (MA, im Englischen „moving average“) und berücksichtigt Autokorrelationen zu zeitlich zurückliegenden Werten. Es können unterschiedliche Ordnungen p für die AR-Komponente und q für die MA-Komponente berücksichtigt werden. Dabei bestimmt die Ordnung p die Anzahl der zurückliegenden Beobachtungsgrößen y und die Ordnung q die Anzahl der zurückliegenden Störgrößen ε .

Entsprechend der in [277] postulierten Forderung nach sparsamen Prozessen mit möglichst wenigen Parametern wird im Folgenden ein ARMA(1,1)-Prozess definiert, d.h. $p = 1$ und $q = 1$ [274]. Für die Simulation des Windgeschwindigkeitsprognosefehlers \hat{v}_f der jeweiligen Prognosestunde t gilt somit:

$$\begin{aligned}\hat{v}_f(0) &= 0 \\ \varepsilon(0) &= 0 \\ \hat{v}_f(t) &= \alpha\hat{v}_f(t-1) + \beta\varepsilon(t-1) + \varepsilon(t)\end{aligned}\tag{A-2}$$

Die Varianz des Windgeschwindigkeitsprognosefehlers \hat{v}_f kann wie folgt bestimmt werden:

$$\begin{aligned}V(0) &= 0 \\ V(1) &= \sigma_z^2 \\ V(t) &= \alpha V(t-1) + (1 + \beta^2 + 2\alpha\alpha\beta)_z^2\end{aligned}\tag{A-3}$$

Ab einem Prognosehorizont von 2 Stunden ist folgende Umformulierung von (A-3) möglich:

$$V(t) = \sigma_z^2(\alpha^{2(t-1)} + (1 + \beta^2 + 2\alpha\alpha\beta)\sum_{i=1}^{t-1} \alpha^{(t-1-i)})\tag{A-4}$$

Damit kann die Standardabweichung des Prognosefehlers berechnet werden:

$$\sigma(\hat{v}_f(t)) = \sqrt{V(t)}\tag{A-5}$$

Zur Bestimmung der Parametergrößen α_i , β_i und σ_z wird die Differenz zwischen der auf Basis des ARMA-Prozesses simulierten Entwicklung der Standardabweichung des Prognosefehlers und der in der Realität gemessenen Standardabweichung des Prognosefehlers minimiert. Dazu werden die jeweiligen Differenzen der diskret abgebildeten Prognosestunden aufsummiert:

$$\text{Minimiere } f(\alpha, \beta, \sigma_z) = \sum_{i=1}^T (\sigma(\hat{v}_{f,\text{gemessen}}(i)) - \sigma(\hat{v}_{f,\text{ARMA}}(i)))^2\tag{A-6}$$

Für die Anwendung in dieser Arbeit lagen die Standardabweichungen des Windgeschwindigkeitsprognosefehlers ab einem Prognosehorizont von sechs Stunden eines für mehrere Windkraftanlagenparks operativ eingesetzten Prognosesystems vor, siehe Abb. A-1 [49], [229]. Zur Beschreibung der ersten fünf Prognosestunden wurde von einer Persistenzprognose ausgegangen und ein kontinuierlicher Übergang zu den späteren Prognosestunden bestimmt. Die Schätzung der Parametergrößen nach Gleichung (A-6) ergibt $\alpha_i = 0.8054$, $\beta_i = 0,1848$ und $\sigma_z = 1,38$. Das Ergebnis eines Vergleichs der simulierten mit der vorgegebenen Standardabweichung des Windgeschwindigkeitsprognosefehlers zeigt Abb. A-2.

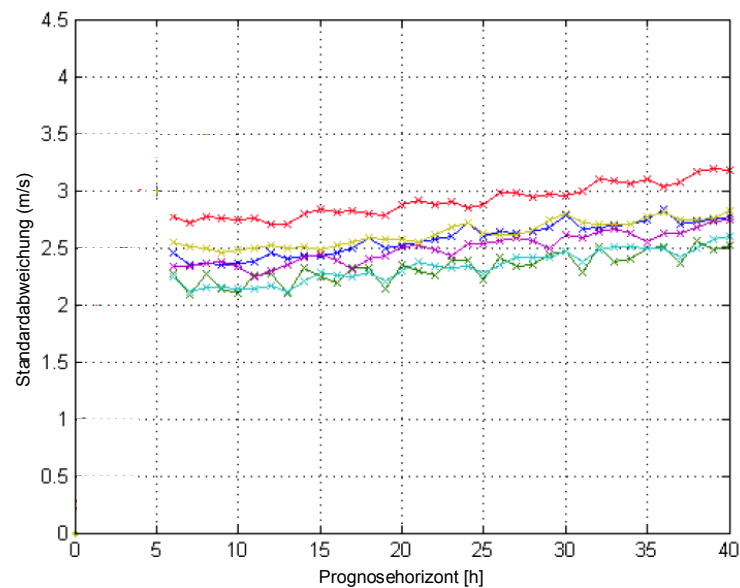


Abb. A-1: Ermittelte Standardabweichung des Windgeschwindigkeitsprognosefehlers in Abhängigkeit des Prognosehorizonts (nach [49])

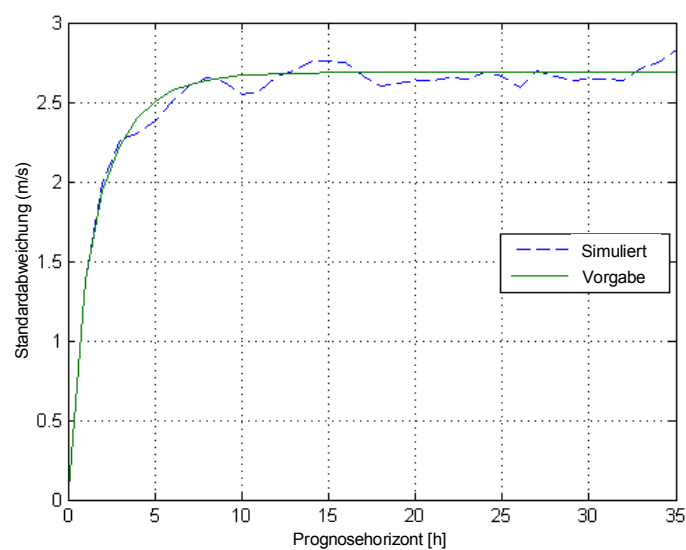


Abb. A-2: Vergleich der simulierten und vorgegebenen Standardabweichung des Windgeschwindigkeitsprognosefehlers (nach [229])

Zur Simulation von Szenarien des Windgeschwindigkeitsprognosefehlers an singulären Windkraftanlagen werden mittels einer Monte-Carlo-Simulation 1000 zufallsbasierte Ziehungen der Störgröße ε durchgeführt. Dazu wird eine Normalverteilung der Windgeschwindigkeitsprognosefehler mit der nach den Gleichung (A-4) bestimmten Varianz angenommen. Die Normalverteilungshypothese wird durch die Literatur in erster Näherung bestätigt [49], [279]-[282]. Darüber hinaus kann unabhängig von der Höhe der prognostizierten Windgeschwindigkeit von einer gleich bleibenden Prognosequalität ausgegangen werden.

A.1.2 Berücksichtigung von räumlichen Korrelationen des Prognosefehlers der Windgeschwindigkeit

Bei Gegenüberstellung von Windgeschwindigkeitsprognosen für räumlich entfernte Windkraftanlagen kann eine Korrelation des Prognosefehlers beobachtet werden [281], [282]. Die Fehler von Prognosen kleinerer Prognosehorizonte von wenigen Stunden weisen hierbei geringere Korrelationen als Fehler längerer Prognosehorizonte auf. So ähneln Prognosefehler aufgrund der endlichen Windgeschwindigkeit und der räumlich begrenzten Windverhältnisse bei kürzeren Prognosehorizonten weniger denen an entfernten Orten. Mit zunehmendem Prognosehorizont steigt die Korrelation der Prognosefehler jedoch erheblich an. Darüber hinaus ist von einer Zunahme der Korrelation des Prognosefehlers mit abnehmendem räumlichem Abstand zwischen den Windkraftanlagen auszugehen. Auf Basis der für [49], [229] verwendeten Prognosedaten wurden die räumlichen Korrelationen der Prognosefehler in Abhängigkeit des Prognosehorizontes und der räumlichen Entfernung der Prognosen bestimmt und mit einer Exponentialfunktion approximiert.

Um die damit erhaltenen Korrelationen bei der Simulation des Prognosefehlers der Windgeschwindigkeit für mehrere räumlich entfernte Windkraftanlagen zu berücksichtigen, erfolgt eine Erweiterung des oben beschriebenen ARMA(1,1)-Prozesses. Dazu wird bei der Zufallsziehung der Störgröße ε eine korrelierte Gauß'sche Matrix C_{ZZ} beachtet [275]. Zur Ableitung dieser korrelierten Gauß'schen Matrix wird zunächst die Kovarianz zwischen den betrachteten Windkraftanlagenstandorten mittels der erhaltenen Korrelation ρ_{ij} und der Varianzen $V(t)$ an den einzelnen Windkraftanlagenstandorten bestimmt:

$$C_{ij}(t) = \rho_{ij}(t) \cdot \sqrt{V_i(t) \cdot V_j(t)} \quad (\text{A-7})$$

Die korrelierte Gauß'sche Matrix C_{ZZ} wird anschließend wie folgt berechnet (mit $\hat{\alpha}$, $\hat{\beta}$ als Diagonalmatrizen jeweils bestehend aus den Elementen α und β):

$$\begin{aligned} C_{zz}(0) &= 0 \\ C_{zz}(1) &= C_{ij}(1) \\ C_{zz}(t) &= C_{ij}(t) - \hat{\alpha}(C_{ij}(t-1) - C_{zz}(t-1))\hat{\alpha} - (\hat{\alpha} + \hat{\beta})C_{zz}(t-1)(\hat{\alpha} + \hat{\beta}) \end{aligned} \quad (\text{A-8})$$

Liegt eine positiv definite Matrix C_{ZZ} vor, so kann mittels einer Cholesky-Zerlegung auf Basis der Eigenwerte D und Eigenvektoren V die schließlich für die Monte-Carlo-Simulation der korrelierten Windgeschwindigkeitsprognosefehler benötigte Matrix K_{ZZ} bestimmt werden:

$$K_{ZZ}=V\sqrt{D} \quad (\text{A-9})$$

Zur Simulation des korrelierten Windgeschwindigkeitsprognosefehlers erfolgt zunächst eine einzelne Ziehung unter Verwendung der Matrix K_{ZZ} und bei Annahme der Normalverteilung des Windgeschwindigkeitsprognosefehlers, siehe oben. Diese einzelne Ziehung repräsentiert den Erwartungswert des Prognosefehlers. Zur weiteren Abbildung der Verteilung des Prognosefehlers werden 1000 Szenarien des korrelierten Windgeschwindigkeitsprognosefehlers gezogen und dem simulierten Erwartungswert hinzugefügt. Zur Generierung der benötigten Szenarien der Windgeschwindigkeitsprognosen wird die so erhaltene Verteilung des Prognosefehlers der Windgeschwindigkeit schließlich zu gemessenen Ganglinien der Windgeschwindigkeit in stündlicher Auflösung addiert.

A.2 Transformation zu Prognosen der Windenergieeinspeisung

Die Beschreibung der stochastischen Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Windprognosefehler mit den in Anhang A.1 beschriebenen methodischen Ansätzen basiert auf der Windgeschwindigkeit. Die simulierten Prognoseszenarien der Windgeschwindigkeit werden anschließend unter Berücksichtigung der Leistungskennlinie der in den Szenarien der verteilten Elektrizitätserzeugung betrachteten Windkraftanlagen des Typs Nordex S70/1500 zu Prognoseszenarien der Windenergieeinspeisung transformiert, siehe Abb. A-3 [259]. Hierbei wird angenommen, dass die an jeweiligen Knoten des Verteilungsnetzes angeschlossenen maximal zwei Windkraftanlagen nahe nebeneinander angeordnet sind. Damit muss nicht die Vergleichmäßigung der gesamten Windenergieeinspeisung von mehreren räumlich entfernten Windkraftanlagen durch eine Anpassung der Leistungskennlinie zum Beispiel nach [283], [284] berücksichtigt werden. Da ferner keine Angaben zur stündlichen Windrichtung vorhanden waren, wurde die jeweilige Abschattung der einzelnen Windkraftanlagen nicht berücksichtigt, siehe zum Beispiel [285].

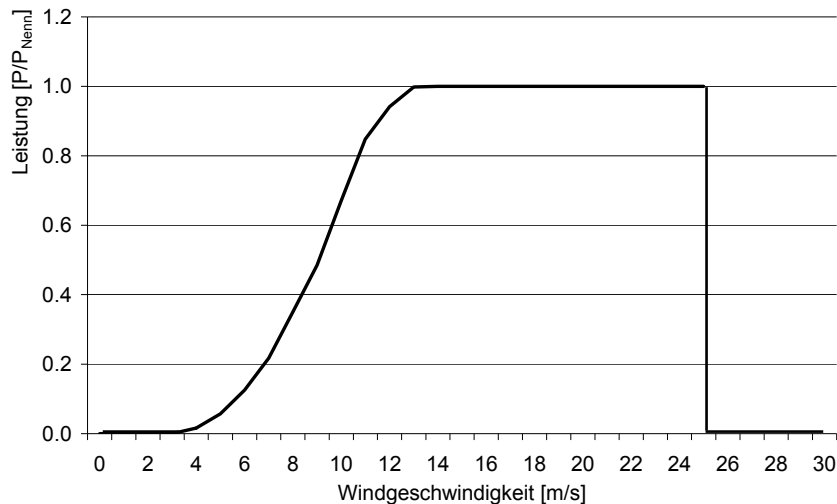


Abb. A-3: Leistungskennlinie der Windkraftanlage des Typs Nordex S70/1500 [259]

A.3 Szenarienreduktion und Baumbildung

Auf Basis der in Anhang A.1 und A.2 dargestellten Verfahren wird eine hohe Anzahl an diskreten Szenarien der Kurzfristprognose der Windenergieeinspeisung, in diesem Fall 1000 Szenarien, generiert. Bei einer hohen Anzahl an Szenarien ist es jedoch mit üblichen Rechnerleistungen nicht möglich, eine Lösung des numerischen Optimierungsproblems zu erhalten¹²⁵. Weiterhin sind die vorliegenden Prognoseszenarien nicht zu den für das stochastisch formulierte Optimierungsproblem erforderlichen Szenariobäumen zusammen gefasst, siehe Abschnitt 3.2. Daher müssen die erhaltenen Prognoseszenarien mit geeigneten Verfahren a) in ihrer Anzahl reduziert und b) zu einem mehrstufigen Szenarienbaum mit vordefinierter Struktur kombiniert werden. Dabei wird das Ziel verfolgt, die ursprüngliche auf der Monte-Carlo-Simulation basierende Darstellung der Fehlerverteilung der Prognoseszenarien möglichst gut mit wenigen diskreten Szenarien zu approximieren¹²⁶.

Der in [171] diskutierte Algorithmus zur Reduktion der Szenarienzahl wendet hierfür einen heuristischen Ansatz an, um aus der Menge an generierten Szenarien eine Auswahl an Szenarien zu löschen. Dies geschieht unter Berücksichtigung der sogenannten Kantorovich-Distanz $D_{KA}(P,Q)$ zwischen der Wahrscheinlichkeitsverteilung P einer gegebenen Anzahl an Szenarien und einer Verteilung von Szenarien Q mit gegebenen Eintrittswahrscheinlichkeiten. Stellt hierbei Q eine Teilmenge der Szenarien von P dar, so kann eine optimale Wahrscheinlichkeitsverteilung Q^* mit minimaler Kantorovich-Distanz zu P bestimmt werden [287]. Nach [272] und [288] wird in Anhang A.3.1 das angewandte Verfahren zur Szenarien-

¹²⁵ In [286] werden für ein lineares Elektrizitätssystemmodell mit beschränktem Betrachtungsraum in Nordwestdeutschland 350 Szenarien als die maximale Anzahl an Prognoseszenarien angesehen.

¹²⁶ Die alternative Erzeugung nur einer kleinen Szenarienzahl entsprechend der gegebenen Struktur des Szenarienbaums würde aufgrund der geringen Anzahl an Ziehungen die gewünschte Prognosefehlerverteilung nicht ausreichend darstellen.

reduktion und in Anhang A.3.2 die anschließende Bildung der jeweiligen Szenarienbäume dargestellt. Dazu ist zunächst die Definition einer eigenen Notation erforderlich: n_T bezeichnet die Anzahl der Stufen des zu bildenden Szenarienbaumes und n_s die Szenarienanzahl. Es wird zur Erläuterung vorausgesetzt, dass alle Szenarien Bestandteil eines Baumes mit identischer Wurzel sind. Weiterhin erfolgt nur eine Verzweigung nach dem Wurzelknoten¹²⁷. Ein Szenario $\xi^{(i)}$, $i \in \{1, 2, \dots, n_s\}$, sei definiert als Sequenz von Knoten des Baumes:

$$\xi^{(i)} = (\eta_0, \eta_1^{(i)}, \dots, \eta_{n_T}^{(i)}), i = 1, 2, \dots, n_s \quad (\text{A-10})$$

Hierbei beschreibt $\eta_0 = \eta_0^{(i)} \quad \forall i = 1, 2, \dots, n_s$ den Wurzelknoten aller Szenarien und $\eta_{n_T}^{(i)}$ das Blatt von Szenario i innerhalb des Baumes. Ein Knoten $\eta_s^{(i)}$ ist dem Szenario $j \in \{1, 2, \dots, n_s\}$ in der Stufe $s \in \{1, 2, \dots, n_T\}$ zugeordnet. Für jeden Knoten $\eta_s^{(i)}$ ist ein Vektor $p_s^{(i)} \in \mathbb{R}^{n_s^p}$ mit n_s^p Parametern definiert. Die Wahrscheinlichkeit, von Stufe j zu Stufe $j+1$ entlang eines Szenarios i zu gelangen, d.h. von $\eta_j^{(i)}$ zu $\eta_{j+1}^{(i)}$, wird durch $\pi_{j,j+1}^{(i)}$ dargestellt. Somit ist die Eintrittswahrscheinlichkeit für das gesamte Szenario $\xi^{(i)}$:

$$\pi^{(i)} = \prod_{j=0}^{n_T-1} \pi_{j,j+1}^{(i)} \quad (\text{A-11})$$

Die Distanz zwischen zwei Szenarien $\xi^{(i)}$ und $\xi^{(j)}$ wird entsprechend dem quadrierten euklidischen Abstand definiert durch:

$$d(\xi^{(i)}, \xi^{(j)}) = \sum_{s=0}^{n_T} (p_s^{(i)} - p_s^{(j)})^2 \quad (\text{A-12})$$

A.3.1 Szenarioreduktion

Die Reduktion der Szenarienanzahl erfolgt iterativ durch Entfernung einzelner und vollständiger Szenarien und nachfolgender Adaptierung der Eintrittswahrscheinlichkeit der verbleibenden Szenarien, bis die vorgegebene Anzahl an Szenarien erreicht ist:

1. Entfernung jenes Szenarios $\xi^{(s^*)}$, $s^* \in \{1, \dots, n_s\}$, das den geringsten Abstand zu den benachbarten Szenarien aufweist:

$$\pi^{(s^*)} \min_{s \neq s^*} d(\xi^{(s)}, \xi^{(s^*)}) = \min_{m \in \{1, \dots, n_s\}} \pi^{(m)} \min_{n \neq m} d(\xi^{(n)}, \xi^{(m)}) \quad (\text{A-13})$$

¹²⁷ Damit weisen alle Szenarien im Bereich des Wurzelknotens dieselben Werte auf.

Damit wird bei der Auswahl des zu entfernenden Szenarios nicht nur der Abstand zu den anderen Szenarien berücksichtigt, sondern auch dessen Eintrittswahrscheinlichkeit. Hierbei wird bevorzugt jenes Szenario mit kleinerer Eintrittswahrscheinlichkeiten entfernt.

2. Anpassung der Anzahl an verbleibenden Szenarien $n_S = n_S - 1$ und der Eintrittswahrscheinlichkeit von Szenario $\xi^{(\bar{s})}$, welches den geringsten Abstand zu $\xi^{(s^*)}$ aufweist:

$$d(\xi^{(\bar{s})}, \xi^{(s^*)}) = \min_{s \neq s^*} d(\xi^{(s)}, \xi^{(s^*)}) \quad (\text{A-14})$$

3. Bestimmung der neuen Eintrittswahrscheinlichkeit des verbleibenden Szenarios:

$$\pi_{0,1}^{(\bar{s})} = \pi_{0,1}^{(\bar{s})} + \pi_{0,1}^{(s^*)} \quad (\text{A-15})$$

Die Summe der Wahrscheinlichkeiten aller verbliebenen Szenarien sollte gleich eins sein.

4. Wiederholung der Schritte 1. bis 3., solange die vorgegebene Anzahl an Szenarien n_S nicht erreicht ist.

A.3.2 Bildung mehrstufiger Szenariobäume

Nach der Reduktion der generierten Szenarien auf die vorgegebene Anzahl des späteren Szenariobaums liegt ein einstufiger Szenariobaum vor. Für die Erstellung von mehrstufigen Szenariobäumen, siehe zum Beispiel Abbildung Abb. 3-7, ist eine weitere Reduktion auf Basis der im vorhergehenden Abschnitt dargestellten Vorgehensweise erforderlich. Dazu werden nun nicht mehr die gesamte Länge der Szenarien, sondern in Anlehnung an [172] jeweils nur die einzelnen Bereiche entsprechend den Verzweigungen des Szenariobaums betrachtet. Zunächst werden ausgehend von der letzten Baumstufe die Szenarien unter Berücksichtigung der vorgegebenen Struktur in der vorletzten Baumstufe reduziert. Dieser entlang den Szenarien rückwärts gerichtete Reduktionsprozess wird solange wiederholt, bis die erste Stufe des Baumes erreicht ist. Zur detaillierten Erläuterung des Algorithmus wird die oben eingeführte Notation ergänzt. Die Reihenfolge der Knoten des zu erstellenden Szenariobaums entlang eines Szenarios bis hin zu einer Stufe wird mit $\xi_n^{(s^*)} = (\eta_0, \eta_1^{(s^*)}, \dots, \eta_n^{(s^*)})$ bezeichnet. Ist $n = n_T$, so entspricht diese Knotenreihenfolge einem vollständigen Szenario $\xi^{(s^*)} = \xi_{n_T}^{(s^*)} = (\eta_0, \eta_1^{(s^*)}, \dots, \eta_{n_T}^{(s^*)})$. Der Abstand zwischen zwei Reihenfolgen mit $n + 1$ Knoten wird definiert durch:

$$d_n(\xi_n^{(i)}, \xi_n^{(j)}) = \sqrt{\sum_{s=0}^n (p_s^{(i)} - p_s^{(j)})^2} \quad (\text{A-16})$$

Die Menge S_n der Knoten in der Stufe $n > 0$ ist zunächst durch $S_n = \{\eta_n^{(i)} : i \in \{1, 2, \dots, n_s\}\}$ gegeben. Dabei ist eine Reihenfolge von Knoten $(\eta_0, \eta_1^{(s^*)}, \dots, \eta_n^{(s^*)})$ zulässig, wenn alle bis auf den Wurzelknoten zur Menge S_m in allen Stufen gehören, also $\eta_m^{(s^*)} \in S_m$ für $m \in \{1, 2, \dots, n\}$. Die Menge der Nachfolgeknoten eines Knotens $\eta_j^{(k)}$ wird mit $\text{SUCC}(\eta_j^{(k)})$, $j \in \{1, 2, \dots, n_T - 1\}$, bezeichnet. Wird wie hier die Struktur des Szenariobaumes vorgegeben, so darf die Menge der Nachfolgeknoten eine entsprechende Anzahl an Elementen nicht überschreiten. So gilt zum Beispiel im Falle einer Verzweigung einer Stufe in zwei Szenarien in der nachfolgenden Stufe:

$$|\text{SUCC}(\eta_j^{(k)})| \leq 2 \quad \forall j \in \{1, 2, \dots, n_T - 1\} \quad \forall k \in \{1, 2, \dots, n_s\} \quad (\text{A-17})$$

Nach der Reduktion der Anzahl der erzeugten Szenarien, siehe vorheriger Abschnitt A.3.1, und damit zu Beginn der Bildung mehrstufiger Szenariobäume hat jeder Knoten der Zwischenstufen jeweils einen Nachfolgeknoten. Die Knoten der letzten Stufe weisen keine Nachfolgeknoten auf, wohingegen der Wurzelknoten noch n_s Nachfolgeknoten aufweist. Zur Bildung der Szenariobäume sind die folgenden Schritte erforderlich:

1. Festlegung der letzten Stufe als aktuell betrachtete Stufe: $n = n_T$.
2. Ableitung der zulässigen Reihenfolge von Knoten $\xi_n^{(s^*)} = (\eta_0, \eta_1^{(s^*)}, \dots, \eta_n^{(s^*)})$, $s^* \in \{1, 2, \dots, n_s\}$, deren Knoten in den Zwischenstufen $\eta_1^{(s^*)}, \dots, \eta_{n-1}^{(s^*)}$ gelöscht werden:

$$\left\{ \prod_{k=0}^{n-1} \pi_{k,k+1}^{(s^*)} \right\} \min_{s \neq s^*} d_{n-1}(\xi_{n-1}^{(s)}, \xi_{n-1}^{(s^*)}) = \min_{m \in \{1, \dots, n_s\}} \left\{ \left\{ \prod_{k=0}^{n-1} \pi_{k,k+1}^{(m)} \right\} \min_{m \neq l} d_{n-1}(\xi_{n-1}^{(m)}, \xi_{n-1}^{(l)}) \right\} \quad (\text{A-18})$$

Damit werden, vergleichbar zur in Abschnitt A.3.1 dargestellten Vorgehensweise, die Knoten in den jeweils berücksichtigten Zwischenstufen desjenigen Szenarios, das den geringsten Abstand zu den benachbarten Szenarien aufweist, bestimmt und im nächsten Schritt entfernt. Jedoch werden, da der Knoten der letzten Stufe nicht gelöscht wird, nur die Abstände der ersten $n-1$ Knoten jedes Szenarios betrachtet¹²⁸.

3. Entfernung aller Knoten $\eta_1^{(s^*)}, \dots, \eta_{n-1}^{(s^*)}$ aus der Menge der Knoten $S_m := S_m - \{\eta_m^{(s^*)}\}$ der vorangehenden Stufen $m \in \{1, 2, \dots, n-1\}$. Damit verbleibt der Knoten des entsprechenden Szenarios in der momentan berücksichtigten Stufe.
4. Bestimmung des neuen Vorgängerknotens für die Knoten der momentan berücksichtigten Stufe $\eta_n^{(s^*)}$: Da die Knoten $\eta_1^{(s^*)}, \dots, \eta_{n-1}^{(s^*)}$ nicht mehr zu der Reihe zulässiger Knoten gehören, müssen die Knoten des Szenarios $\xi_n^{(s^*)}$ ausgewechselt werden. Dazu wird zunächst die Reihe zulässiger Knoten $\xi_{n-1}^{(s)} = (\eta_0, \eta_1^{(s)}, \dots, \eta_{n-1}^{(s)})$ bis zur Stufe $n-1$ mit dem kleinsten Abstand zur Reihe $\xi_{n-1}^{(s^*)} = (\eta_0, \eta_1^{(s^*)}, \dots, \eta_{n-1}^{(s^*)})$ bestimmt. Da die Anzahl an Nach-

¹²⁸ In [172] wird dagegen das gesamte Szenario bis zur Stufe n berücksichtigt.

folgern festgelegt ist, muss die entsprechende Restriktion berücksichtigt werden, hier für den Fall von maximal zwei Nachfolgern:

$$d_{n-1}(\xi_{n-1}^{(\bar{s})}, \xi_{n-1}^{(s^*)}) = \min_{m \neq s^*} \left\{ d_{n-1}(\xi_{n-1}^{(m)}, \xi_{n-1}^{(s^*)}) : s(\eta_{n-1}^{(m)}) < 2 \right\} \quad (\text{A-19})$$

5. Die beiden Reihen der Knoten $\xi_{n-1}^{(s^*)}$ und $\xi_{n-1}^{(\bar{s})}$ werden zusammengefasst und in Stufe $n - 1$ eine Verzweigung in die beiden Nachfolgerknoten $\eta_n^{(s^*)}$ und $\eta_n^{(\bar{s})}$ gebildet. Die neue Reihe der Vorgängerknoten von $\eta_n^{(s^*)}$ ist damit durch $\eta_0, \eta_1^{(\bar{s})}, \dots, \eta_{n-1}^{(\bar{s})}$ gegeben und ein neuer Pfad ausgehend vom Wurzelknoten zum Knoten $\eta_n^{(s^*)}$ definiert.
6. Anpassung der Eintrittswahrscheinlichkeiten, mit denen die Knoten $\eta_n^{(\bar{s})}$ und $\eta_n^{(s^*)}$ von ihrem gemeinsamen Vorgänger $\eta_{n-1}^{(\bar{s})}$ erreicht werden:

$$\pi_{n-1,n}^{(\bar{s})} = \pi_{0,1}^{(\bar{s})} / (\pi_{0,1}^{(\bar{s})} + \pi_{0,1}^{(s^*)}) \quad (\text{A-20})$$

$$\pi_{n-1,n}^{(s^*)} = \pi_{0,1}^{(s^*)} / (\pi_{0,1}^{(\bar{s})} + \pi_{0,1}^{(s^*)}) \quad (\text{A-21})$$

Die Wahrscheinlichkeiten, mit denen $\eta_n^{(\bar{s})}$ und $\eta_n^{(s^*)}$ ausgehend vom Wurzelknoten erreicht werden, dürfen sich nicht ändern, damit die Summe der Eintrittswahrscheinlichkeiten aller zulässigen Knotenreihen in der aktuellen Stufe ausgehend vom Wurzelknoten bewahrt bleibt. Somit wird die Eintrittswahrscheinlichkeit des Vorgängerknotens $\eta_{n-1}^{(\bar{s})}$ ausgehend vom Wurzelknoten aufgrund der Zusammenlegung der Knoten $\eta_n^{(s^*)}$ und $\eta_n^{(\bar{s})}$ in den Zwischenstufen für $l = 1, \dots, n - 1$ zu:

$$\pi_{0,1}^{(\bar{s})} = \pi_{0,1}^{(s^*)} + \pi_{0,1}^{(\bar{s})} \quad (\text{A-22})$$

7. Wiederholung der Schritte 2. bis 6., solange bis die gewünschte Anzahl an Knoten in der aktuellen Zwischenstufe erreicht ist.
8. Festlegung der nächsten zu betrachtenden Stufe mit $n = n - 1$ und Wiederholung der Schritte 2. bis 7., solange die erste Stufe des Szenariobaums nicht erreicht ist.

Einen auf diese Weise generierten Szenariobaum der Vortagesprognose der Windenergieeinspeisung durch zwei Windkraftanlagen zeigt exemplarisch Abb. A-4. Der für die Vortagesplanung angenommene Erwartungswert der Windenergieeinspeisung berücksichtigt die zehn einzelnen Prognoseszenarien und deren Eintrittswahrscheinlichkeiten. Die tatsächliche Windenergieeinspeisung weicht davon deutlich ab, hierbei wird diese in diesem Fall durch die Prognoseszenarien vorwiegend unterschätzt.

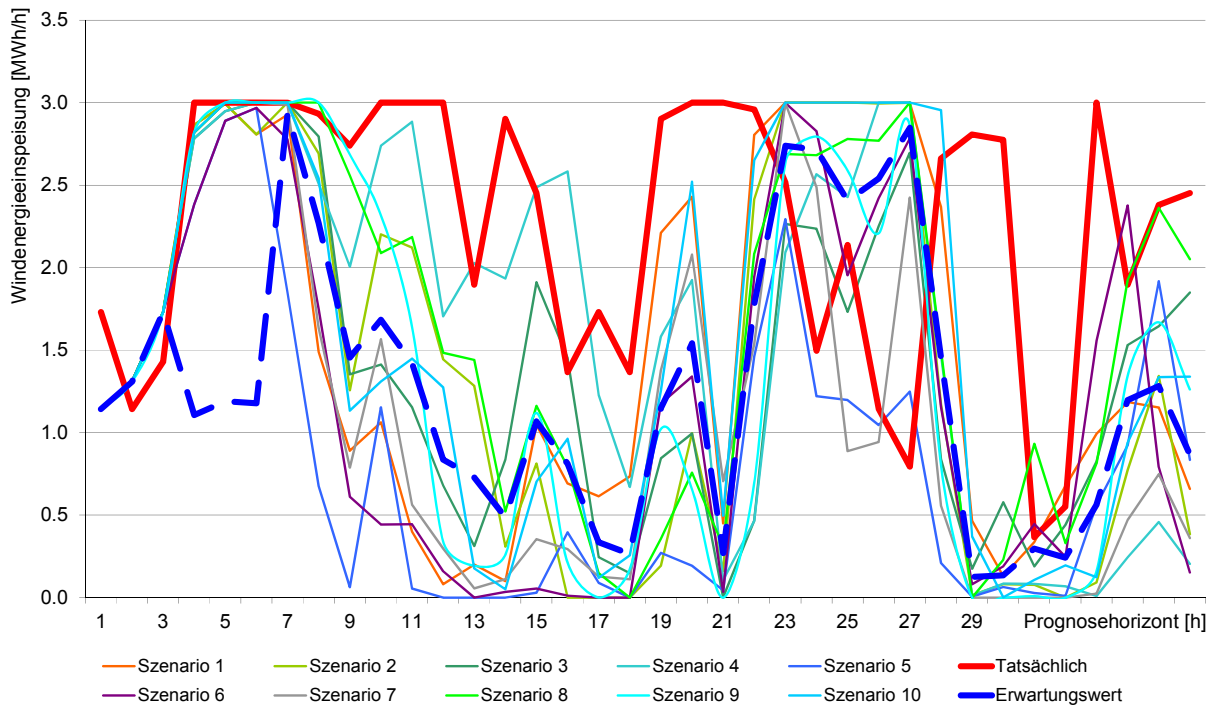


Abb. A-4: Exemplarischer Szenariobaum der Vortagesprognose der Windenergieeinspeisung durch zwei Windkraftanlagen

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesgesetzblatt: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Berlin, 2012
- [2] Bundesgesetzblatt: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz). Berlin, 2009
- [3] Schwab, A.: Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. 2. Auflage. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg 2009
- [4] Heuck, K.; Dettmann, K.D.: Elektrische Energieversorgung. Vieweg Verlag. Wiesbaden, 2005
- [5] Ackermann, T.; Andersson, G.; Söder, L.: Distributed generation: a definition. Electric Power Systems Research. Band 57, 2001. Seite 195 - 204
- [6] El-Khattam, W.; Salama, M. M. A.: Distributed generation technologies, definitions and benefits. Electric Power Systems Research. Band 71, 2004. Seite 119 - 128
- [7] Pepermans, G.; Driesen, J.; Haeseldonckx, D.; Belmans, R.; D'haeseleer, W.: Distributed generation: definition, benefits and issues. Energy Policy. Band 33, 2005. Seite 787 - 798
- [8] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW (aufgegangen in BDEW und Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN)): DistributionCode 2007. Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen. Berlin, 2007
- [9] Priddle, R.: Distributed generation in liberalised electricity markets. Internationale Energiebehörde. Paris, 2002
- [10] Hasche, B.; Barth, R.; Swider, D.J.: Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem. Projektbericht. <http://www.netmod.org>. Stuttgart, 2006 – Internetpräsenz
- [11] Joerss, W.; Joergensen, B.H.; Loeffler, P.; Morthorst, P.E.; Uytterlinde, M.A.; van Sambeek, E.J.W.; Wehnert, T.; Groenendaal, B.; Marin, M.; Schwarzenboehler, H.; Wagner, M.: Decentralised Generation Technologies. Bericht des EU-Projektes Decent. Berlin, 2002

- [12] ENIRDGnet: Technical assessment of DG-technologies and tendencies of technical development. Bericht des EU-Projekts ENIRDGnet. Saint-Paul-lez-Durance Cedex, 2004
- [13] Zschernig, J.; Sander, T.; Pfeifer, T.; Schmid, C.; Klobasa, M.; Radgen, P.; Beier, C.; Bartels, M.: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeverversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien. Band 2 Technikentwicklung und –bewertung. Frankfurt, 2004
- [14] Materazzi-Wagner, C.; Reisinger, H.; Belhomme, R.; Lefebvre, D.; Ernst, B.: Long Term Perspectives for DG in Europe. Bericht D7.1 des EU-Projekts Dispower. Wien, 2005
- [15] E-Control GmbH: Dezentrale Erzeugung in Österreich. <http://www.econtrol.at>. Wien, 2005 – Internetpräsenz
- [16] Schoenung, S.M.; Hassenzahl, W.V.: Long- vs. short-term energy storage technologies analysis. A life-cycle cost study. Sandia National Laboratories. Albuquerque, Livermore, 2003
- [17] Mariyappan, J.; Black, M.; Strbac, G.; Hemmi, K.: Cost and technical opportunities for electricity storage technologies. Bericht des EU-Projektes GreenNet. Chineham, 2004
- [18] Bodach, M.: Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen. Dissertation, vorgelegt an der Technischen Universität Chemnitz. Chemnitz, 2006
- [19] Oertel, D.: Energiespeicher – Stand und Perspektiven. TAB Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag. Berlin, 2008
- [20] Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V. (VDE): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt, 2009
- [21] Hartmann, N.; Kruck, C.; Eltrop, L.: Integration großer Windenergiekapazitäten durch Speichersysteme. Projektbericht. Universität Stuttgart, 2009

- [22] Hundt, M.; Barth, R.; Sun, N.; Wissel, S.; Voß, A.: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungspotfolio. Projektbericht. Universität Stuttgart, 2009
- [23] Hundt, M.; Barth, R.; Sun, N.; Brand, H.; Voß, A.: Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Projektbericht. Universität Stuttgart, 2010
- [24] Neumann, H.: Zweistufige stochastische Betriebsoptimierung eines virtuellen Kraftwerks. Dissertation, vorgelegt an der Universität Dortmund. Dortmund, 2007
- [25] Neuhofer, W.: Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten. Diplomarbeit vorgelegt an der Fachhochschule Kapfenberg. Kapfenberg, 2004
- [26] Sander, K.: Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen. Dissertation, vorgelegt an der Universität Stuttgart. Stuttgart, 2004
- [27] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Hrsg.): BHKW-Kenndaten 2005. Module, Anbieter, Kosten. Frankfurt, 2005
- [28] Statistisches Bundesamt Deutschland: Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) nach dem Güterverzeichnis für Produktionsstatistiken, Ausgabe 2009 (GP 2009). Lange Reihen von Januar 1995 bis März 2010. Fachserie 17, Reihe 2. <http://www.destatis.de>. Wiesbaden, Bonn, 2009 - Internetpräsenz
- [29] Staiß, F. (Hrsg. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg): Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007. Bieberstein Verlag. Radebeul, 2007
- [30] Fahl, U. (Editor): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009). Materialienband 3: Rahmenannahmen, Referenzprognose und Variantenrechnung. Projektbericht. Stuttgart, 2010
- [31] International Energy Agency; OECD Nuclear Energy Agency (Hrsg.): Projected costs of generating electricity. 2010 edition. Paris, Issy-les-Moulineaux, 2010
- [32] Wissel, S.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.: Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015. Arbeitspapier. <http://www.ier.uni-stuttgart.de>. Stuttgart, 2010 – Internetpräsenz

- [33] Siemer, J.: Historisches Nachfragemaximum. Angebote für Solarstromanlagen sind heiß begehrt und entsprechend schwer erhältlich. Photon. Das Solarstrom-Magazin. 2010, Ausgabe 4. Seiten 108 – 123
- [34] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen. Blockheizkraftwerke. VDI-Richtlinie 2067 Blatt 7. Düsseldorf, 1988
- [35] BHKW-Consult: Installierte BHKW-Leistung in Deutschland. <http://www.bhkw-infozentrum.de>. Rastatt, 2009 – Internetpräsenz
- [36] Schmitz, K.W.; Schaumann, G.: Kraft-Wärme-Kopplung. 3. Auflage. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 2005
- [37] Heyde, C.; Rudion, K.; Barth, R.; Hasche, B.; Swider, D.J.: Analysis of energy flow in electrical networks with strong dispersed generation. Projektbericht. <http://www.netmod.org>. Magdeburg, 2006 – Internetpräsenz
- [38] Thoma, M.: Optimierte Betriebsführung von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung. Dissertation, vorgelegt an der Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich. Zürich, 2006
- [39] Strauß, K.: Kraftwerkstechnik. Zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen. 6. Auflage. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 2010
- [40] Ledjeff-Hey, K., Mahlendorf, F., Roes, J. (Hrsg.): Brennstoffzellen (Entwicklung, Technologie, Anwendung). Verlag C.F. Müller. Heidelberg, 2001
- [41] Fleischer, T.; Oertel, D.: Brennstoffzellentechnologie. TAB-Arbeitsbericht Nr. 67. Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB). Berlin, 2000
- [42] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): Energiesysteme Kraft-Wärme-Kopplung. Begriffe, Definitionen, Beispiele. VDI-Richtlinie 4608 Blatt 1. Düsseldorf, 2005
- [43] Eltrop, L; Moerschner, J.: Grundlagen der Nutzung erneuerbarer Energien II. Vorlesungsunterlagen. Universität Stuttgart, 2004
- [44] Deutsches Windenergie-Institut: Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2010. <http://www.dewi.de>. Wilhelmshaven, 2011 - Internetpräsenz

- [45] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.; Streicher, W.: Erneuerbare Energien (Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte). Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 2003
- [46] Windmonitor: Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland / Leistungsverfügbarkeit der Windstromerzeugung. <http://www.windmonitor.de>. Kassel, 2009 – Internetpräsenz
- [47] Nørgård, P.; Giebel, G.; Holttinen, H.; Söder, L.; Petterteig, A.: Fluctuations and predictability of wind and hydropower. Bericht des EU-Projekts Wilmar. Roskilde, 2004
- [48] Lange, M.; Focken, U.: Physical approach to short-term wind power prediction. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 2006
- [49] Hasche, B.: Analyse von Prognosen der Windgeschwindigkeit und Windstromeinspeisung. Projektbericht. <http://www.netmod.org>. Stuttgart, 2007 – Internetpräsenz
- [50] Greene, W.H.: Econometric Analysis. Fifth edition. Prentice Hall Verlag. Upper Saddle River, 2003
- [51] Deutsche Energie Agentur GmbH: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Berlin, 2005
- [52] Verein Deutscher Ingenieure e.V. (Hrsg.): Statusreport 2010. Regenerative Energien in Deutschland. Stand, Tendenzen, Schlussfolgerungen. Düsseldorf, 2011
- [53] Skoplaki, E.; Palyvos, J.A.: On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. Solar Energy. Band 83 (2009). Seiten 614 - 624
- [54] Reichmuth, M.; Schröder, G.; Pohl, R.; Scheuermann, A.; Schiffler, A.; Weber, A.: Jahresprognose 2011 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken. Prognose der Stromeinspeisung und der Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für 2011. Leipzig, 2010
- [55] Bofinger, S.; Glotzbach, T.; Saint-Drenan, Y.M.; Braun, M.; Erge, T.: Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen – Welche Wertigkeit hat Solarstrom? Projektbericht. Kassel, 2008

- [56] Giesecke, J.; Mosonyi, E.: Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb. 5. Auflage. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg 2009
- [57] Voß, A.; Kruck, C.: Grundlagen der Nutzung erneuerbarer Energien I. Vorlesungsunterlagen. Universität Stuttgart, 2009
- [58] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): Dezentrale Energieversorgung 2020. Frankfurt, 2007
- [59] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): Smart Distribution 2020. Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen. Frankfurt, 2008
- [60] ten Donkelaar, M.; Scheepers, M.J.J.: A socio-economic analysis of technical solutions and practices for the integration of distributed generation. Forschungsbericht des EU-Projekts Dispower. Petten, 2004
- [61] Styczynski, Z.: Ancillary services by VPP. Tagungsband des 14. Kasseler Symposium Energie Systemtechnik. Windenergiesysteme. Kassel, 2009
- [62] Brunner, H.; Bletterie, B.; Lugmaier, A.; Pfajfar, T.: Strategien für die Spannungsregelung in Verteilnetzen mit einem hohen Anteil an dezentralen Stromeinspeisern. Tagungsband der 5. Internationalen Energiewirtschaftstagung IEWT. Wien, 2007
- [63] Europäische Kommission: European SmartGrids Technology Platform. Brüssel, 2006
- [64] Buchholz, B.: Netzintegration verteilter und erneuerbarer Erzeuger im Kontext der „Smart-Grid Strategie“ der EU. Tagungsband der VWEW-Fachtagung „Smart Grids - der Beitrag virtueller Kraftwerke zur nachhaltigen Energieversorgung“. Fulda, 2006
- [65] Strese, J.: Das virtuelle Regelkraftwerk. Emw Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb. Band 2003, Ausgabe 6.
- [66] Uphaus, F.: Objektorientiertes Betriebsführungssystem zur Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen. Dissertation, vorgelegt an der Universität Dortmund. Dortmund, 2006
- [67] Buchholz, B.; Nestle, D.; Kiessling, A.: Individual customers' influence on the operation of virtual power plants. Tagungsunterlagen des IEEE PES General Meeting 2009. Calgary, 2009

- [68] wik-Consult, Fraunhofer Gesellschaft Verbund Energie: Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). Projektbericht. Bad Honnef, 2006
- [69] Arndt, U.; von Roon, S.; Wagner, U.: Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität? BWK. Band 58 (2006). Ausgabe 6. Seiten 52 – 57
- [70] Lewald, N.: Das Edison Projekt. In: Forschungsverbund Erneuerbare Energien (Hrsg.): FVS Themen 2001: Integration erneuerbarer Energien. Seiten 22 - 28
- [71] Schwaegerl, C.; Wefels, S.; Scholtes, J.: Dezentrales Energiemanagement DEMS. Betriebserfahrungen im Projekt KonWerl 2010. Euroheat & Power. Band 32 (2003), Ausgabe 11. Seiten 48 - 53
- [72] Degner, T.; Schmid, J.; Strauss, P. (Hrsg.): Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources (Dispower). Final Public Report. Projektbericht. Kassel, 2006
- [73] Jänig, C.: Vom virtuellen Kraftwerk zum vernetzten Energiesystem. Tagungsband der VWEW-Fachtagung „Smart Grids - der Beitrag virtueller Kraftwerke zur nachhaltigen Energieversorgung“. Fulda, 2006
- [74] Erge, T.; Wille-Hausmann, B.; Wittwer, C.: Realisierung eines „virtuellen“ Kraftwerkprototyps im badenova Stromnetz für die Einsatzplanung von regenerativen Stromgeneratoren und dezentralen KWK-Anlagen – „Virtplant“. Projektbericht. Freiburg, 2008
- [75] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: E-Energy – IKT basiertes Energiesystem der Zukunft. <http://www.e-energie.info>. Berlin, 2009 - Internetpräsenz
- [76] eTelligence. <http://www.etelligence.de>. Oldenburg, 2010 - Internetpräsenz
- [77] Modellstadt Mannheim. <http://www.modellstadt-mannheim.de>. Mannheim, 2010 - Internetpräsenz
- [78] RegModHarz: Regenerative Modellregion Harz. <https://www.regmodharz.de>. Dardesheim, 2010 - Internetpräsenz
- [79] Corera, J. (Editor): Flexible electricity networks to integrate the expected energy evolution - Results. Projektbericht. Bilbao, 2009

- [80] Berger, M.: Experimental data of 5 experiments. Single site tests: Grenoble & Athens. Aggregation tests: United Kingdom, Germany and Greece. Projektbericht. Paris, 2009
- [81] Bundesgesetzblatt: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). Berlin, 2010
- [82] Droste-Franke, B.; Berg, H.; Kötter, A.; Krüger, J.; Mause, K.; Pielow, J.-C.; Romey, I.; Ziesemer, T.: Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke. Energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, 2009
- [83] E-Bridge Consulting GmbH (Hrsg.): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. Gutachten im Auftrag des Bundesverbands der Wasser- und Energiewirtschaft (BDEW). Bonn, 2011
- [84] Barth, R.; Weber, C.; Swider, D.J.: Distribution of costs induced by the integration of RES-E power. Energy Policy. Band 36 (2008). Seiten 3107 - 3115
- [85] Bundesgesetzblatt: Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung - BiomasseV). Berlin, 2005
- [86] Bundesgesetzblatt: Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV). Bonn, 2009
- [87] Bundesgesetzblatt: Verordnung zur Änderung der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen. Bonn, 2010
- [88] Schulz, D.; Schostan, S.: Welche technischen Anforderungen verlangt das neue EEG? Erneuerbare Energien. 2009, Ausgabe November. Seiten 38 – 41
- [89] Bundesgesetzblatt: Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV). Berlin, 2009
- [90] Bundesgesetzblatt: Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechAV). Berlin, 2010
- [91] EEG / KWK-G. Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Informationen zur Direktvermarktung nach §17 EEG. <http://www.eeg-kwk.net>. Berlin, 2010 - Internetpräsenz

- [92] Bundesgesetzblatt: Energiesteuergesetz (EnergieStG). Berlin, 2011
- [93] Bundesgesetzblatt: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV). Berlin, 2009
- [94] Ellersdorfer, I.: Energiemärkte und Energiehandel. Vorlesungsunterlagen. Universität Stuttgart, 2008
- [95] Konstantin, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York 2007
- [96] Schiffer, H.: Energiemarkt Deutschland. 10. Auflage. TÜV Media Verlag. Köln, 2008
- [97] European Energy Exchange AG: Connecting Markets. Strom, Erdgas, Emissionen, Kohle. Leipzig, 2011
- [98] EPEX Spot SE: Marktdaten EPEXSpot Auction. <http://www.epexspot.com>. Leipzig, 2011 - Internetpräsenz
- [99] Swider, D.J.: Handel an Regelenergie- und Spotmärkten. Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber. Dissertation, vorgelegt an der Universität Stuttgart. Deutscher Universitäts-Verlag. Wiesbaden, 2006
- [100] EPEX Spot SE: Marktdaten EPEXSpot Intraday. <http://www.epexspot.com>. Leipzig, 2011 - Internetpräsenz
- [101] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW (aufgegangen in BDEW und Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN)): Transmission Code 2007 und Anhänge D1 bis D3. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, 2007
- [102] Bundesgesetzblatt: Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV). Berlin, 2008
- [103] Regelleistung.net: Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. <http://www.regelleistung.net>. Stuttgart, Bayreuth, Pulheim, Berlin, 2009 - Internetpräsenz

- [104] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE): UCTE Operation Handbook. Wien, 2004
- [105] Bundesnetzagentur (BNetzA): Beschluss BK6-06-012 der Beschlusskammer 6 Netzzugang Strom. Bonn, 2006
- [106] ZfK: Regulierer öffnet Regelenergiemarkt Strom weiter. <http://www.zfk.de>. München, 2011 - Internetpräsenz
- [107] Deutscher Bundestag (16. Wahlperiode): Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Erfahrungen und Ergebnisse mit der Regulierung durch das Energiewirtschaftsgesetz. Drucksache 16/6532. Berlin, 2007
- [108] Bletterie, B.; Heidenreich, M.; Fechner, H.: Evaluation of the quality of supply requirements specified by existing standards, national legislation and relevant technical reports inside and outside EU. Forschungsbericht des EU-Projekts DGFACTS. Wien, 2004
- [109] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW (aufgegangen in BDEW und Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN)): Gesteigerte Investitionen in Stromnetze. Pressemeldung. <http://www.vdn-berlin.de>. Berlin, 2006 - Internetpräsenz
- [110] Bundesverband der Wasser- und Energiewirtschaft: Energiedaten. Gas- und Stromnetze. <http://www.bdew.de>. Berlin, 2010 - Internetpräsenz
- [111] Massucco, S.; Silvestro, F.: Appendix "Structure and data concerning electrical grids for Italy, Germany, Spain, UK, Poland". Forschungsbericht des EU-Projekts Dispower. Genua, 2003
- [112] Teupen, J.: Lastmodellierung zur optimalen Betriebsführung von Verteilungsnetzen. Dissertation, vorgelegt an der Universität Dortmund. VDE Verlag. Berlin, Offenbach, 1999
- [113] Hauptmeier, E.: KWK-Erzeugungsanlagen in zukünftigen Verteilungsnetzen - Potenzial und Analysen. Dissertation, vorgelegt an der Universität Dortmund, 2007
- [114] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem. Frankfurt, 2006

- [115] Spring, E.: Elektrische Energienetze. Energieübertragung und –verteilung. VDE Verlag. Berlin, Offenbach, 2003
- [116] Flosdorff, R.; Hilgarth, G.: Elektrische Energieverteilung. 7. Auflage. Teubner Verlag. Stuttgart, Leipzig, Wiesbaden, 2000
- [117] Crastan, V.: Elektrische Energieversorgung 2. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 2004
- [118] Fuest, K.; Döring, P.: Elektrische Maschinen und Antriebe. Vieweg Verlag. Wiesbaden, 2004
- [119] Heier, S.: Windkraftanlagen. Systemauslegung, Netzintegration und Regelung. 4. Auflage. Teubner Verlag. Stuttgart, Leipzig, Wiesbaden, 2005
- [120] Adibi, M.M.; Milanicz, D.P.: Reactive capability limitation of synchronous machines. IEEE Transactions on Power Systems. Band 9 (1994). Seiten 29 - 40
- [121] Rueda, S.M.V.; Almeida, K.C.: Optimal power flow solutions under variable load conditions: reactive power cost modelling. Tagungsband der 22nd IEEE Power Engineering Society International Conference on Power Industry Computer Applications. Sydney 2001
- [122] Just, W.; Hofmann, W.: Blindstromkompensation in der Betriebspraxis. 4., überarbeitete Auflage. VDE Verlag. Berlin, 2003
- [123] Michel, M.: Leistungselektronik. Einführung in Schaltungen und deren Verhalten. 3., überarbeitete und erweiterte Auflage. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 2003
- [124] Schröder, D.: Leistungselektronische Bauelemente für elektrische Antriebe. 2., überarbeitete Auflage. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 2006
- [125] Ackermann, T. (Editor): Wind Power in Power Systems. Verlag John Wiley & Sons. Chichester, 2005
- [126] Sinelnikova, E.: Design und optimale Betriebsführung doppelt gespeister Asynchron-
generatoren für die regenerative Energieerzeugung. Dissertation, vorgelegt an der
Technischen Universität Chemnitz. Chemnitz, 2005

- [127] Lund, T.; Sørensen, P.; Eek, J.: Reactive power capability of a wind turbine with doubly fed induction generator. *Wind Energy*. Band 10 (2007), Ausgabe 4. Seiten 379 – 394
- [128] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN): VDE-AR-N 4105. Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Berlin, 2011
- [129] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Berlin, 2008
- [130] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Berlin, 2011
- [131] Verband der Elektrizitätswirtschaft VDEW (aufgegangen in BDEW): Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H. VWEW. Frankfurt/Main, 2001
- [132] Wiesner, T.: Technische Aspekte einer großflächigen Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen in elektrische Verteilungsnetze. VDI Fortschritt-Berichte, Reihe 21, Band 313. VDI Verlag, Düsseldorf, 2001
- [133] Ackermann, T.; Knyazkin, V.; Söder, L.: Interaction between the distributed generation and the distribution network: operation, control and stability aspects. Tagungsband der 17th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED). Barcelona, 2003
- [134] Bergs, D.: Randbedingungen und technische Voraussetzungen für dezentrale Einspeisungen in Mittel- und Niederspannungsnetze. VDI Berichte, Band 1929. VDI Verlag. Düsseldorf, 2006
- [135] Ramsay, C.; Strbac, G.; Badelin, A.; Srikandam, C.: Impact analysis of increasing (intermittent) RES and DG penetration in the electricity system. Forschungsbericht des EU-Projektes RESPOND. London, 2007

- [136] Schlabbach, J.; Mombauer, W.: Power Quality. Entstehung und Bewertung von Netzzrückwirkungen; Netzanschluss erneuerbarer Energiequellen. VDE Verlag. Berlin, Offenbach, 2008
- [137] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW (aufgegangen in BDEW und Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN)): Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen. 2. Auflage. Berlin, 2007
- [138] Méndez, V.H.; Rivier, J.; de la Fuente, J.I.; Gómez, T.; Arceluz, J.; Marín, J.; Mardurga, A.: Impact of distributed generation on distribution investment deferral. Electrical Power and Energy Systems. Band 28 (2006). Seiten 244 - 252
- [139] Pfeiffer, K.; Schwarz, H.: Netzengpässe in Verteilnetzen und technische Lösungsmöglichkeiten. uwf – UmweltWirtschaftsForum. Band 17 (2009), Ausgabe 4. Seiten 345 - 349
- [140] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln, 2004
- [141] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin, 2010
- [142] Winter, W. (Editor): Towards a successful integration of large scale wind power into European electricity grids. Projektbericht der European Wind Integration Study. Brüssel, 2010
- [143] Luther, M.; Santjer, F.; Neumann, T.: Technische und betriebliche Aspekte für den Netzanschluss von Windenergieanlagen. DEWI Magazin. Nr. 19 (2001). Seite 14 - 22
- [144] Höckel, M.; Lüchinger, P.: Zunahme der dezentralen Energieerzeugungsanlagen in elektrischen Verteilnetzen. Simulationen im 16 kV Mittelspannungsnetz des AEW. Forschungsbericht im Auftrag des Schweizer Bundesamtes für Energie. Biel, 2003
- [145] Blume, D.; Schlabbach, J.; Stephanblome, T.: Spannungsqualität in elektrischen Netzen. Ursachen, Messung, Bewertung von Netzzrückwirkungen und Verbesserung der Spannungsqualität. VDE-Verlag. Berlin, Offenbach, 1999

- [146] DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Norm. Berlin, 2011
- [147] Maximini, M.; Osterholt, A.; Peter, J.; Krämer, C.; Klein, B.: Regeltransformator ermöglicht Trennung von Erzeugung und Netz. Elektrizitätswirtschaft. Band 104, 2005. Seite 48 - 55
- [148] Merkle, M.: Dynamische Modellierung von Verbrauchergruppen und statischer Blindleistungskompensatoren zur Untersuchung der Spannungsstabilität in Netzen. Dissertation, vorgelegt an der Universität Fridericiana Karlsruhe. Karlsruhe, 2002
- [149] Pfaffenberger, W.; Bolle, F.: Elektrizitätswirtschaft. Oldenbourg Verlag. München, Wien, 1993
- [150] E.On Bayern: Netzverluste (§10 StromNEV Abs. 2). http://www.eon-bayern.com/pages/eby_de/Netz/Stromnetz/Netzinformationen/Netzverluste/index.htm. Regensburg, 2008 - Internetpräsenz
- [151] Méndez, V.H.; Rivier, J.; Gómez, T.: Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. IEEE Transactions on Power Systems. Band 21 (2006). Seiten 533 – 540
- [152] Wang, C.; Hashem, M.: Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems. IEEE Transactions on Power Systems. Band 19 (2004). Seiten 2068 – 2076
- [153] Keane, A.; O'Malley, M.: Impact of distributed generation capacity on losses. Tagungsband des IEEE Power Engineering Society General Meeting 2006. Montreal, 2006
- [154] Keane, A.; O'Malley, M.: Optimal distributed generation plant mix with novel loss adjustment factors. Tagungsunterlagen des IEEE Power Engineering Society General Meeting 2006. Montreal, 2006
- [155] Hillier, F.S.; Lieberman, G.J.: Operations Research. Einführung. 5. Auflage. Oldenbourg Verlag. München, Wien 1997
- [156] Domschke, W.; Drexl, A.: Einführung in Operations Research. 3. Auflage. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 1995

- [157] Dantzig, G.B.: Lineare Programmierung und Erweiterungen. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 1971
- [158] Ellersdorfer, I. ; Hundt, M. ; Sun, N. ; Voß, A.: Preisbildungsanalyse des deutschen Elektrizitätsmarktes. Projektbericht. Stuttgart, 2008
- [159] Karush, W.: Minima of functions of several variables with inequalities as side constraints. Dissertation vorgelegt an der Universität Chicago. Chicago, 1939
- [160] Kuhn, H.W.; Tucker, A.W.: Nonlinear Programming. Tagungsunterlagen des 2. Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probabilistics. Berkeley, 1951
- [161] Abadie, J.; Carpentier, J.: Generalization of the Wolfe Reduced Gradient Method to the case of Nonlinear Constraints. In: Fletcher, R. (Hrsg.): Optimization. Academic Press. Seiten 37 - 47. New York, 1969
- [162] Drud, A.: CONOPT – A large scale GRG code. ORSA Journal on Computing. Band 6 (2002). Seiten 207 - 216
- [163] Drud, A.: CONOPT. Benutzerhandbuch enthalten im GAMS Softwarepaket. Bagsvaerd, 2007
- [164] Land, A.H.; Doig, A.G.: An automatic method of solving discrete programming problems. Econometrica. Band 28 (1960). Seiten 497 - 520
- [165] Kall, P.; Wallace, S.W.: Stochastic Programming. Wiley Verlag. Chichester, 1994
- [166] Wets, R. J.-B.; Ziemba, W.T. (Hrsg.): Stochastic programming. State of the art, 1998. Annals of Operations Research 85. Baltzer Verlag. Amsterdam, 1999
- [167] Birge, J.R.; Louveaux, F.: Introduction to stochastic programming. 2. Auflage. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 2000
- [168] Diwekar, U.: Introduction to applied optimisation. Kluwer Verlag. Dordrecht, Norwell 2003
- [169] Hochreiter, R.: Approximation of stochastic processes in stochastic programming applications. Vorlesungsunterlagen. Wien, 2007

- [170] Breuer, T.; Juen, A.; Jandacka, M.; Vollbrecht, H.; Schmöller, H.: Ein empirisches Verfahren zur Bewertung von Szenariobäumen in der stochastischen Optimierung. Tagungsband der 8. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. VDI-Berichte 2080. VDI-Verlag. Düsseldorf, 2009
- [171] Dupacova, J.; Gröwe-Kuska, N.; Römisch, W.: Scenario reduction in stochastic programming: An approach using probability metrics. Mathematical programming. Band 95 (2003), Ausgabe 3. Seiten 493 - 511
- [172] Gröwe-Kuska, N.; Heitsch, H.; Römisch, W.: Scenario reduction and scenario tree construction for power management problems. Tagungsband der 2003 IEEE Power Tech Conference. Bologna, 2003
- [173] Hoyland, K.; Wallace, S.W.: Generating scenario trees for multistage decision problems. Management Science. Band 47 (2001), Ausgabe 2, Seiten 295 - 307
- [174] Böttcher, J.: Stochastische lineare Kompensation mit Kompensation. In: Mathematical systems in economics. Band 115. Athenäum Verlag. Frankfurt, 1989
- [175] Wallace S.W.; Fleten S.E.: Stochastic programming models in energy. In: Ruszczyński A, Shapiro A (Hrsg.): Stochastic programming, Handbooks in Operations Research and Management Science 10; Seiten 637 - 677. Elsevier Verlag. North-Holland, 2003
- [176] Barroso L.A.; Conejo A.J.: Decision making under uncertainty in electricity markets. Tagungsunterlagen des IEEE Power Engineering Society General Meeting 2006. Montreal, 2006
- [177] Dantzig, G.B.: Linear programming under uncertainty. Management Science. Band 1 (1955). Seiten 197 - 206
- [178] Benders, J.F.: Partitioning procedures for solving mixed-variable programming problems. Numerische Mathematik. Band 4 (1962). Seiten 238 - 252
- [179] Ermoliev, Y.; Wets, R. J-B. (Hrsg.): Numerical techniques for stochastic optimization. In: Springer Series in Computational Mathematics (Band 10). Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 1988
- [180] Yamin, H. Y.: Review on methods of generation scheduling in electric power systems. Electric Power Systems Research. Band 69 (2004). Seiten 227 - 248

- [181] Baldick, R.: The generalized unit commitment problem. IEEE Transactions on Power Systems. Band 10 (1995). Seiten 465 – 475
- [182] Handschin, E.; Neise, F.; Neumann, H.; Schultz, R.: Optimal operation of dispersed generation under uncertainty using mathematical programming. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Band 28 (2006). Seiten 618 - 626
- [183] Epe, A.; Küchler, C.; Römisch, W.; Vigerske, S.; Wagner, H.-J.; Weber, C.; Woll, O.: Optimization of dispersed energy supply – Stochastic programming with recombining scenario trees. In: Kallrath, J.; Pardalos, P.M.; Rebennack, S.; Scheidt, M. (Hrsg.): Optimization in the Energy Industry. Springer Verlag. Heidelberg, Berlin, New York, 2008
- [184] Kuhn, S.; Schultz, R.: Risk neutral and risk averse power electricity networks with dispersed generation. Schriftenreihe des FB Mathematik 631, Universität Duisburg-Essen. Essen, 2006
- [185] Groschke, M.; Eßer, A.; Möst, D.; Fichtner, W.: Neue Anforderungen an optimierende Energiesystemmodelle für die Kraftwerkseinsatz- und Zubauplanung bei begrenzten Netzkapazitäten. Zeitschrift für Energiewirtschaft. Ausgabe 01/2009. Seiten 14 - 22
- [186] Ma, H.; Shahidehpour, M.: Unit commitment with transmission security and voltage constraints. IEEE Transactions on Power Systems. Band 14 (1999). Seiten 757 - 764
- [187] Fu, Y.; Shahidehpour, M.; Li, Z.: Security-constrained unit commitment with AC constraints. IEEE Transactions on Power Systems. Band 20, 2005. Seiten 1538 – 1550
- [188] Duthaler, C.F.: Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz. Masterarbeit an der ETH Zürich. Zürich, 2007
- [189] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (Hrsg.): Regionenmodell „Stromtransport 2013“. <http://www.50hertz-transmission.net>. Berlin, 2009 - Internetpräsenz
- [190] Styczynski, Z.: Neue Planungsmodelle für die Netzintegration verteilter Erzeuger. Vortrag auf der VWEW-Fachtagung „Smart Grids - der Beitrag virtueller Kraftwerke zur nachhaltigen Energieversorgung“. Fulda, 2006
- [191] Thong, V.V.; Driesen, J.; Belmans, R.: Power quality and voltage stability of distribution system with distributed energy resources. International Journal of Distributed Energy Resources. Band 1 (2005). Seiten 227 – 240

- [192] Barth, R.; Rudion, K.; Swider, D.J.; Voß, A.; Styczynski, Z.; Ruhle, O.: Optimisation of the unit commitment of distributed generation with fluctuating power sources. In: Institute of Electrical Power Engineering; Association of Polish Electrical Engineers (Hrsg.): 3rd International Conference „The European Electricity Market EEM06 – Challenge of the Unification“, Warschau 2006, S. 101 – 108
- [193] Barth, R.; Rudion, K.; Heyde, C.; Swider, D.J.; Styczynski, Z.: Improved consideration of the grid in stochastic electricity market models dealing with distributed generation. Tagungsband der 19. International Conference on Electricity Distribution (CIRED). Wien, 2007
- [194] Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.: Interaktives Grafisches Netzplanungssystem INTEGRAL. http://www.fgh.rwth-aachen.de/www/cms/front_content.php?idcat=34. Mannheim, Aachen, 2008 - Internetpräsenz
- [195] Stott, B.: Review of load-flow calculation methods. Proceedings of the IEEE. Band 62 (1974). Seiten 916 - 929
- [196] Momoh, J.A.; El-Hawary, M.E.; Adapa, R.: A review of selected optimal power flow literature to 1993. Part I: Nonlinear and quadratic programming approaches. IEEE Transactions on Power Systems. Band 14 (1999). Seiten 96 - 104
- [197] Momoh, J.A.; El-Hawary, M.E.; Adapa, R.: A review of selected optimal power flow literature to 1993. Part II: Newton, Linear Programming and Interior Point Methods. Band 14 (1999). Seiten 105 - 111
- [198] Deuflhard, P.; Hohmann, A.: Numerische Mathematik I. Eine algorithmisch orientierte Einführung. 3. Auflage. Verlag de Gruyter. Berlin, 2002
- [199] Arrillaga, J.; Watson, N.R.: Computer Modelling of electrical power systems. Second Edition. John Wiley & Sons Verlag. Chichester, 2001
- [200] Van Ness, J.E.; Griffin, J.H.: Elimination methods for load-flow studies. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Band 80 (1961). Seiten 299 – 304
- [201] Tinney, W.F.; Hart, C.E.: Power flow solution by Newton's method. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Band 86 (1967). Seiten 1449 – 1460

- [202] Stott, B.: Decoupled newton load flow. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Band 91 (1972). Seiten 1955 – 1959
- [203] Despotovic, S.T.: A new decoupled load-flow method. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Band 93 (1974). Seiten 884 – 891
- [204] Stott, B.; Alsac, O.: Fast decoupled load flow. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Band 93 (1974). Seiten 859 – 869
- [205] Overbye, T.J.; Cheng, X.; Sun, Y.: A comparison of the AC and DC power flow models for LMP calculations. Tagungsband der 37. Hawaii International Conference on System Sciences. Hawaii, 2004
- [206] Purchala, K.; Meeus, L.; van Dommelen, D.; Belmans, R.: Usefulness of DC power flow for active power flow analysis. Tagungsband der 8. IEE International Conference on AC and DC power transmission. London, 2006
- [207] Stott, B.; Jardim, J.; Alsac, O.: DC power flow revisited. IEEE Transactions on Power Systems. Band 24 (2009). Seiten 1290 - 1300
- [208] Nanda, J.; Kothari, D.P.; Srivastava, S.C.: Some important observations on Fast Decoupled Load Flow algorithm. Proceedings of the IEEE. Band 75 (1987). Seiten 732 - 733
- [209] van Amerongen, R.: A general-purpose version of the fast decoupled loadflow. IEEE Transactions on Power Systems. Band 4 (1989). Seiten 760 – 770
- [210] Nanda, J.; Bapi Raju, V.; Bijwe, P.R.; Kothari, D.P.; Joma, B.M.: New findings of convergence properties of fast decoupled load flow algorithms. IEE Proceedings C, Band 138 (1991). Seiten 218 – 220
- [211] Wu, F.F.: Theoretical study of the convergence of the fast decoupled loadflow. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Band 96 (1977). Seiten 268 – 275
- [212] Deckmann, S.; Pizzolante, A.; Monticelli, A.; Stott, B.; Alsac, O.: Numerical testing of power system load flow equivalents. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Band 99 (1980). Seiten 2292 – 2300

- [213] Cheng, F.C.; David, A.K.: An empirical study of compensation techniques for Fast Decoupled Load Flow. Tagungsband der IEE 2nd International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management. Hong Kong, 1993
- [214] Haley, P.H.; Ayres, M.: Super decoupled load flow with distributed slack bus. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Band 104 (1985). Seiten 104 – 113
- [215] Rajičić, D.; Bose, A.: A modification to the fast decoupled power flow for networks with high r/x ratios. IEEE Transactions on Power Systems. Band 3 (1988). Seiten 743 - 746
- [216] Chandrasekharan, E.; Potti, M.S.N.; Sreeramakumar, R.; Mohandas, K.P.: Improved general purpose fast decoupled load flow. Electrical Power and Energy Systems. Band 24 (2002). Seiten 481 - 488
- [217] Monticelli, A.; Garcia, A.; Saavedra, O.R.: Fast decoupled load flow: Hypothesis, derivations and testing. IEEE Transactions on Power Systems. Band 5 (1990). Seiten 1425 - 1431
- [218] Wang, L.; Rong Li, X.: Robust Fast Decoupled Load Flow. IEEE Transactions on Power Systems. Band 15 (2000). Seiten 208 - 215
- [219] University of Washington, College of Engineering: Power Systems Test Case Archive. <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>. Washington, 1999 – Internetpräsenz
- [220] Albers, S.; Klapper, D.; Konradt, U.; Walter, A.; Wolf, J.: Methodik der empirischen Forschung. 2. überarbeitete und erweiterte Auflage. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 2007
- [221] Rosehart, W. D.; Canizares, C. A.; Quintana, V. H.: Effect of detailed power system models in traditional and voltage-stability-constrained optimal power-flow problems. IEEE Transactions on Power Systems. Band 18 (2003). Seiten 27 - 35
- [222] Lei, Y.; Mullane, A.; Lightbody, G.; Yacamini, R.: Modelling of the wind turbine with a doubly fed induction generator for grid integration studies. IEEE Transactions on Energy Conversion. Band 21 (2006). Seiten 257 - 264

- [223] Swider, D.J.; Hasche, B.; Rudion, K.; Heyde, C.: Verteilungsdichteprognose von Netzlast und Preisen. Projektbericht. <http://www.netmod.org>. Stuttgart, 2006 – Internetpräsenz
- [224] Buchanan, C.S.; McKinnon, K.I.M.; Skondras, G.K.: The recourse definition of stochastic linear programming problems with an algebraic modeling language. *Annals of operations research*. Band 104 (2001). Seiten 15 - 32
- [225] Ruszczyński, A.: Decomposition methods. In: Ruszczyński, A., Shapiro, A. (Hrsg.): *Stochastic programming. Handbooks in Operations Research and Management Sciences, Volume 10*. Verlag Elsevier. Oxford, 2003
- [226] Küchler, C.; Vigerske, S.; Röhmisch, W.; Woll, O.; Weber, C.; Epe, A.; Wagner, H.-J.: Stochastische Optimierung mit rekombinierenden Szenariobäumen – Analyse dezentraler Energieversorgung mit Windenergie und Speichern. Tagungsband der 7. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. VDI-Berichte 2018. VDI Verlag. Düsseldorf, 2007
- [227] Barth, R.; Brand, H.; Meibom, P.; Weber, C.: A stochastic unit-commitment model for the evaluation of the impacts of integration of large amounts of intermittent wind power. Tagungsband der 9. International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm 2006
- [228] Barth, R.; Brand, H.; Swider, D.J.; Weber, C.; Meibom, P.: Regional electricity price differences due to intermittent wind power in Germany – Impact of extended transmission and storage capacities. *International Journal of Global Energy Issues*. Band 25 (2006). Seiten 276 – 297
- [229] Meibom, P.; Barth, R.; Brand, H.; Hasche, B.; Swider, D.J.; Ravn, H.; Weber, C.: Final report for All Island Grid Study Work-stream 2(b): Wind variability management studies. Projektbericht. <http://www.detini.gov.uk/>. Belfast, 2008 - Internetpräsenz
- [230] Meibom, P.; Barth, R.; Hasche, B.; Brand, H.; Weber, C.; O'Malley, M.: Stochastic optimization model to study the operational impacts of high wind penetrations in Ireland. *IEEE Transactions on Power Systems*, Band 26 (2011), Nr. 3, S. 1367 - 1379
- [231] Dealrue, E.; D'Haeseleer, W.: Adaptive mixed-integer programming unit commitment strategy for determining the value of forecasting. *Applied Energy*. Band 85 (2008). Seiten 171 - 181

- [232] Heyde, C.; Lombardi, P.; Rudion, K.; Styczynski, Z.A.; Wille-Hausmann, B.; Erge, T.; Wittwer, C.: Model of dispersed and fluctuating generators. Projektbericht. <http://www.netmod.org>. Magdeburg, 2007 – Internetpräsenz
- [233] Weber, C.: Uncertainties in the electric power industry: methods and models for decision support. Springer Verlag. New York, Berlin, Heidelberg, 2005
- [234] Geiger, A.: Abbildung des Kraftwerksbetriebs. In: Barth, R.; Geiger, A.; Hasche, B.; Mohring, J.: Validierung zur Einsatzoptimierung im überregionalen Netz. Projektbericht im Rahmen des Forschungsprojektes NetMod. Stuttgart, 2008
- [235] Lamont, J.W.; Fu, J.: Cost analysis of reactive power support. IEEE Transactions on Power Systems. Band 14 (1999). Nummer 3. Seiten 890 – 898
- [236] Hao, S.; Papalexopoulos, A.: Reactive power pricing and management. IEEE Transactions on Power Systems. Band 12 (1997). Seiten 95 – 104
- [237] Hao, S.: A reactive power management proposal for transmission operators. IEEE Transactions on Power Systems. Band 18 (2003). Seiten 1374 - 1381
- [238] Caldon, R.; Rossetto, F.; Scala, A.: Reactive power control in distribution networks with dispersed generators: a cost based method. Electric Power Systems Research. Band 64 (2003). Seiten 209 – 217
- [239] Takriti, S.; Birge, J.R.; Long, E.: A stochastic model for the unit commitment problem. IEEE Transactions on Power Systems. Band 11 (1996). Seiten 1497 - 1508
- [240] Nürnberg, R.; Römisch, W.: A two-stage planning model for power scheduling in a hydro-thermal system under uncertainty. Optimization and Engineering. Band 3 (2002). Seiten 355 - 378
- [241] Carrión, M.; Arroyo, J.M.: A computational efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. IEEE Transactions on Power Systems. Band 21 (2006). Seiten 1371 - 1378
- [242] Le, K. D.; Jackups, R. R.; Feinstein, J.; Thompson, H.; Wolf, H. M.; Stein, E. C.; Gorski, A. D.; Griffith, J.S.: Operational aspects of generation cycling. IEEE Transactions on Power Systems. Band 5 (1990). Seiten 1194 - 1203

- [243] Troy, N.; Denny, E.; O'Malley, M.: Base-load cycling on a system with significant wind penetration. IEEE Transactions on Power Systems. Band 25 (2010). Seiten 1088 - 1097
- [244] Thorin, E.; Brand, H.; Weber, C.: Long-term optimization of cogeneration systems in a competitive market environment. Applied Energy. Band 81 (2005). Seiten 152 - 169
- [245] EnBW Transportnetze AG: EEG-Anlagendaten. <http://www.enbw-transportnetze.de>. Stuttgart, 2011 – Internetpräsenz
- [246] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN): Deutsches Höchstspannungsnetz. Wandkarte. Berlin, 2010
- [247] Strunz, K.; Barsali, S.; Styczynski, Z.A.: CIGRE Task Force C6.04.02: Developing benchmark models for integrating distributed energy resources. CIGRÉ Study Committee C6 Colloquium – Electrification and Dispersed Generation. Kapstadt, 2005
- [248] Papathanassiou, S.; Hatziargyriou, N.; Strunz, K.: A benchmark low voltage microgrid network. Tagungsband des CIGRE Symposium on power systems with dispersed generation. Athen, 2005
- [249] Rudion, K.; Styczynski, Z.A.: Benchmark – Medium Voltage – Network. Bericht der CIGRE Task Force C6.04.02. Magdeburg, 2005
- [250] Rudion, K.; Orths, A.; Styczynski, Z.A.; Strunz, K.: Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration. 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. Montreal, 2006
- [251] Lehrstuhl Elektrische Netze und Alternative Elektroenergiequellen (Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg): Persönliche Auskunft von Herrn Rudion. Magdeburg, 2006
- [252] Buchholz, B.; Frey, H.; Lewald, N.; Stephanblome, T.; Styczynski, Z.: Advanced planning and operation of dispersed generation ensuring power quality, security and efficiency in distribution systems. Tagungsband der CIGRE 2004 Session. Paris, 2004
- [253] Feser, K.; Schärli, U.: Elektrische Energienetze II. Vorlesungsunterlagen. Universität Stuttgart, 2003

- [254] Meier, H.; Fünfgeld, C.; Adam, T.; Schieferdecker, B.: Repräsentative VDEW-Lastprofile. BTU Cottbus. VDEW M-32/99. Frankfurt, 1999
- [255] Fünfgeld, C.; Tiedemann, R.: Anwendung der repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step. VDEW M05/2000. Frankfurt, 2000
- [256] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. VDI-Richtlinie 4655. Düsseldorf, 2008
- [257] Sander, K.: Irene-Datenbank. Arbeitspapier am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart. Stuttgart, 1999
- [258] Deutscher Wetterdienst: Stündliche Winddaten des Meßnetzes FF. Offenbach, 2004
- [259] Bundesverband WindEnergie e.V.: Wind Energy Market 2007/2008. Berlin, 2008
- [260] Barth, R.: Modellierung des Verhaltens der Windgeschwindigkeit und des deutschen Energiesystems mit hohem Windkraftanteil. Diplomarbeit am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart. Stuttgart, 2003
- [261] Mößner, M.: Entwicklungsperspektiven von Technologien zur Speicherung elektrischer Energie. Diplomarbeit am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart. Stuttgart, 2008
- [262] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 2001
- [263] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH): Systemtechnische Anforderungen an elektrische Verteilnetze im liberalisierten Markt bei flächendeckendem Einsatz dezentraler Energieversorgungsanlagen. Technischer Bericht Nr. 298. Mannheim, 2004
- [264] Sawillion, M.: Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken. Dissertation an der Universität Stuttgart. Stuttgart, 2002
- [265] EnBW Transportnetze AG: Handelsdaten Ausgleichsenergie. <http://www.enbw.com>. Stuttgart, 2007 - Internetpräsenz

- [266] EnBW Regional AG: Preise und Regelungen für die Netznutzung von Stromnetzen der EnBW Regional AG. <http://www.enbw.com>. Stuttgart, 2010 - Internetpräsenz
- [267] Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N): Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln. <http://www.carmen-ev.de/>. Straubing, 2009 - Internetpräsenz
- [268] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Leitfaden Bioenergie. Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. Gülzow, 2005
- [269] Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Entwicklung ausgewählter Energiepreise. <http://www.kohlenstatistik.de>. Essen, Köln, 2009 - Internetpräsenz
- [270] Barth, R.: Stochastisch repräsentative Typtage / Typwochen. Projektbericht im Rahmen des Forschungsprojektes NetMod. Stuttgart, 2008
- [271] Staiß, F.; Schmidt, M.; Musiol, F.: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß §20 EEG. 3. Zwischenbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, 2008
- [272] Barth, R.; Söder, L.; Weber, C.; Brand, H.; Swider, D.: Methodology of the Scenario Tree Tool. Projektbericht. <http://www.wilmar.risoe.dk>. Stuttgart, 2006 – Internetpräsenz
- [273] Barth, R.; Meibom, P.; Weber, C.: Simulation of short-term forecasts of wind and load for a stochastic scheduling model. Tagungsband des IEEE Power & Energy Society General Meeting 2011. Detroit, 2011
- [274] Söder, L.: Simulation of Wind Speed Forecast Errors for Operation Planning of Multi-Area Power Systems. Tagungsband der 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Ames (Iowa), 2004
- [275] Daniel, A.R.; Chen, A.A.: Stochastic simulation and forecasting of hourly average wind speed sequences in Jamaica. Solar Energy. Band 46 (1991). Seiten 1 - 11
- [276] Torres, J.L.; Garcia, A.; De Blas, M.; De Francisco, A.: Forecast of hourly average wind speed with ARMA models in Navarre (Spain). Solar Energy. Band 79 (2005). Seiten 65 - 77

- [277] Box, G.E.P.; Jenkins, G.M.; Reinsel, G.C.: Time Series Analysis: Forecasting and Control. 3. Auflage. Englewood Cliffs Verlag. Prentice-Hall, 1994
- [278] Rinne, H.; Specht, K.: Zeitreihen: Statistische Modellierung, Schätzung und Prognose. Vahlen Verlag. München, 2002
- [279] Focken, U.; Lange, M.; Mönnich, K.; Waldl, H.P.: A statistical analysis of the reduction of the wind power prediction error by spatial smoothing effects. Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics. Band 90 (2002). Seiten 231 - 246
- [280] Giebel, G.: On the benefits of distributed generation of wind energy in Europe. Dissertation, vorgelegt an der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, 2000
- [281] Focken, U.; Lange, M.; Monnich, K.; Waldl, H.-P.; Beyer, H.-G.; Luig, A.: Short-term prediction of the aggregated power output of wind farms - a statistical analysis of the reduction of the prediction error by spatial smoothing effects. Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics. Band 90 (2002). Seiten 231 - 246
- [282] Giebel, G.; Sørensen, P.; Holttinen, H.: Forecast error of aggregated wind power. Projektbericht. <http://www.trade-wind.eu>. Roskilde, 2007 – Internetpräsenz
- [283] Nørgaard, P.; Holttinen, H.: A multi-turbine power curve approach. Tagungsband der Nordic Wind Power Conference 2004. Göteborg, 2004
- [284] McLean, J.R.: Equivalent wind power curves. Bericht des EU-Projektes Tradewind. Hamburg, 2007
- [285] Rudion, K.: Aggregated modelling of wind farms. Dissertation an der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg. Magdeburg, 2008
- [286] Hasche, B.: Scenario tree generation for an electricity market model. Projektbericht. <http://www.netmod.org>. Stuttgart, 2008 – Internetpräsenz
- [287] Rachev, S.T.: Probability metrics and the stability of stochastic models. Verlag Wiley. New York, 1991
- [288] Brand, H.; Thorin, E.; Weber, C.: Scenario reduction algorithms and creation of multi-stage scenario trees. Bericht des EU-Projektes Oscogen. Stuttgart, 2002

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Bezugsadresse: Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung
- Bibliothek -
D-70550 Stuttgart

Tel.: 0711 / 685 87861
Fax: 0711 / 685 87873
E-Mail: bib@ier.uni-stuttgart.de

Bestellungen sind auch über Internet möglich:
<http://www.ier.uni-stuttgart.de>

- Band 110 R. Barth
Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen – eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes
März 2013, 234 Seiten, 15 €
- Band 109 D. Bruchof
Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie - Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und der EU-27
März 2012, 226 Seiten, 15 €
- Band 108 E. D. Özdemir
The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector - A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport
Januar 2012, 194 Seiten, 15 €
- Band 107 U. Kugler
Straßenverkehrsemissionen in Europa - Emissionsberechnung und Bewertung von Minderungsmaßnahmen
Januar 2012, 236 Seiten, 15 €
- Band 106 M. Blesl, D. Bruchof, U. Fahl, T. Kober, R. Kuder, B. Götz, A. Voß
Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime
Februar 2011, 200 Seiten, 15 €
- Band 105 O. Mayer-Spohn
Parametrised Life Cycle Assessment of Electricity Generation in Hard-Coal-Fuelled Power Plants with Carbon Capture and Storage
Dezember 2009, 210 Seiten, 15 €

- Band 104 A. König
Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030
Juli 2009, 194 Seiten, 15 €
- Band 103 C. Kruck
Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken
Mai 2008, 162 Seiten, 13 €
- Band 102 U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop, D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehrl, U. Remme, A. Voß
Energieprognose Bayern 2030
Oktober 2007, 296 Seiten, 18 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 101 U. Remme, M. Blesl, U. Fahl
Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium
Juli 2007, 108 Seiten, 10 €
- Band 100 S. Eckardt
Energie- und Umweltmanagement in Hotels und Gaststätten: Entwicklung eines Softwaretools zur systematischen Prozessanalyse und Managementunterstützung
Mai 2007, 152 Seiten, 13 €
- Band 99 U. Remme
Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell
August 2006, 336 Seiten, 20 €
- Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdtlein, A. König
Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg
Mai 2006, 102 Seiten, 10 €
- Band 97 B. Frey
Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern
Mai 2006, 148 Seiten, 13 €
- Band 96 K. Sander
Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen
Juni 2004, 256 Seiten, 18 €
- Band 95 M. A. dos Santos Bernardes
Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken
März 2004, 228 Seiten, 15 €

- Band 94 J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
Februar 2003, 138 Seiten, 10 €
- Band 93 A. Stuible
Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen
November 2002, 156 Seiten, 13 €
- Band 92 M. Blesl
Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs
August 2002, 282 Seiten, 18 €
- Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg
August 2002, 138 Seiten, 10 €
- Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
Juli 2002, 96 Seiten, 8 €
- Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
Juli 2002, 212 Seiten, 15 €
- Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
Juli 2002, 136 Seiten, 10 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
Juli 2002, 222 Seiten, 15 €
- Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
Juni 2002, 224 Seiten, 15 €
- Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse
Januar 2002, 254 Seiten, 15 €

- Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystem-analytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
Oktober 2001, 166 Seiten, 13 €
- Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
September 2001, 228 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
September 2001, 210 Seiten, 15 €
- Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
August 2001, 172 Seiten, 13 €
- Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
Mai 2001, 166 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
April 2001, 142 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
Februar 2001, 248 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 77 W. Rüffler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
Januar 2001, 284 Seiten, 18 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholzversorgungssystems in Entwicklungsländern
Januar 2001, 200 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (×Triticosecale Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzungen
September 2000, 168 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)

- Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
**Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungs-
 versorgungstechniken**
 August 2000, 118 Seiten, 10 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 73 J. Sontow
**Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstrom-
 erzeugung**
 Juli 2000, 242 Seiten, 15 €
- Band 72 H. Hermes
**Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und
 mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors**
 Juli 2000, 188 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E.
 Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munks-
 gaard
**Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space
 Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)**
 Juni 2000, 146 Seiten, 13 €
- Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht,
 T. Steidle, A. Stuibler, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
 Mai 2000, 240 Seiten, 15 €
 Kurzfassung, 46 Seiten, 5 €
- Band 69 J. Baur
**Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die
 Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern**
 Mai 2000, 154 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 68 G. Weinrebe
**Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen
 Turmkraftwerken**
 April 2000, 212 Seiten, 15 €
- Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
 April 2000, 282 Seiten, 18 €
- Band 66 A. Schuler
**Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in
 Baden-Württemberg**
 März 2000, 236 Seiten, 15 €
- Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO₂-Emissions in the Global Transportation Sector
 März 2000, 290 Seiten, 18 €

- Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation -
März 2000, 148 Seiten, 13 €
- Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jeziarska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
Dezember 1999, 308 Seiten, 20 €
- Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
November 1999, 146 Seiten, 13 €
- Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
September 1999, 138 Seiten, 10 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
September 1999, 162 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothormaler Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
Juli 1999, 184 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissions-szenarien am Beispiel Baden-Württembergs
Juni 1999, 214 Seiten, 15 €
- Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweg-analysen von Umweltwirkungen
Mai 1999, 212 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
Mai 1999, 322 Seiten, 20 €(z. Zt. vergriffen)
Kurzfassung, 48 Seiten, 5 €

- Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
 Mai 1999, 236 Seiten, 15 €
- Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbraucher-
sektor
 Januar 1999, 306 Seiten, 20 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in
Agriculture
 Januar 1999, 252 Seiten, 18 €
- Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret,
 A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-
Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
 Oktober 1998, 156 Seiten, 13 €
- Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von NetWork - Der Netzwerkeditor
 September 1998, 112 Seiten, 10 €
- Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und
Emissionsbilanzen
 Juli 1998, 200 Seiten, 15 €
- Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt,
 C. Schlenzig, A. Stuible, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells 'E³Net' und Integration neuer methodi-
scher Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (ECOLOG II)
 Juli 1998, 110 Seiten, 10 €
- Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
 März 1998, 184 Seiten, 15 €
- Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und
Umweltplanung
 Januar 1998, 230 Seiten, 15 €
- Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Costs of Transport
 April 1998, 144 Seiten, 13 €

- Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Desprez, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta
Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises
Januar 1998, 352 Seiten, 20 €
- Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren
Dezember 1997, 186 Seiten, 15 €
- Band 43 J. Albiger
Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung
November 1997, 168 Seiten, 13 €
- Band 42 P. Berner
Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs
November 1997, 238 Seiten, 15 €
- Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölfle
Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency
August 1997, 122 Seiten, 10 €
- Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, A. Voß
Kostenvergleich verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland
August 1997, 156 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAİK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
Juli 1997, 172 Seiten, 13 €
- Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
April 1997, 108 Seiten, 10 €
- Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
März 1997, 82 Seiten, 8 €

- Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell -
 Januar 1997, 282 Seiten, 18 €
- Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
 Dezember 1996, 262 Seiten, 18 €
- Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
 November 1996, 124 Seiten, 10 €
- Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
 November 1996, 196 Seiten, 15 €
- Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
 September 1996, 118 Seiten, 10 €
- Band 31 W. Ruffler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt *Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg*
 Juli 1996, 140 Seiten, 13 €
- Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
 September 1996, 264 Seiten, 18 €
- Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
 August 1996, 138 Seiten, 13 €
- Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
 August 1996, 184 Seiten, 15 €
- Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
 August 1996, 172 Seiten, 13 €

- Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
Mai 1998, 118 Seiten, 10 €
- Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
Februar 1996, 221 Seiten, 20 €
- Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten, 3 €
- Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
März 1996, 76 Seiten, 3 €
- Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund
Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten, 3 €
- Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Ruffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
September 1995, 454 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 48 Seiten, 3 €
- Band 20 M. Fishedick
Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen
Dezember 1995, 196 Seiten, 15 €
- Band 19 A. Obermeier
Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg
Mai 1995, 208 Seiten, 15 €
- Band 18 N. Kalume
Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern
Dezember 1994, 113 Seiten, 10 €

- Band 17 Th. Müller
Ermittlung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung
 November 1994, 142 Seiten, 10 €
- Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
 Juni 1994, 223 Seiten, 15 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
 Januar 1994, 154 Seiten, 13 €
- Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
 November 1993, 105 Seiten, 10 €
- Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
 Juli 1992, 292 Seiten, 18 €
- Band 12 U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
 August 1992, 471 Seiten, 26 €
 Kurzfassung, 45 Seiten, 5 €
- Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
 April 1992, 320 Seiten, 20 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützten Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
 November 1991, 170 Seiten, 13 €
- Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
 Juli 1991, 162 Seiten, 13 €

- Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
Juni 1991, 188 Seiten, 13 €
- Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
Dezember 1990, 178 Seiten, 13 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
Juli 1990, 92 Seiten, 8 €
- Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Juli 1990, 484 Seiten, 28 €
- Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee
Juni 1990, 498 Seiten, 28 €(z. Zt. vergriffen)
- Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung
Mai 1990, 155 Seiten, 10 €
- Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter, A. Voß, H.-G. Wystreil
Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern
Mai 1990, 316 Seiten, 20 €
- Band 1 U. Fahl
KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft und Energiepolitik
März 1990, 265 Seiten, 18 €