Schriften der Wissenschaftlichen Hochschule Lahr

Nr. 39

Kompensation von entgangenen Einspeisevergütungen für Anlagenbetreiber gemäß § 12 EEG „Härtefallregelung" (infolge leistungsreduzierender netzentlastender Einspeisemanagement-Maßnahmen)

Entwicklung von Empfehlungen für energieträgerspezifische Entschädigungssystematiken

Marcus Hentschel / Prof. Dr. Stephan Schöning /
Prof. Dr. Markus Pütz

AKAD
Wissenschaftliche
Hochschule Lahr

Mit freundlicher Unterstützung von

ISBN: 978-3-86692-193-1

© Copyright 2012 WHL Wissenschaftliche Hochschule Lahr
Hohbergweg 15-17
77933 Lahr
info@whl-lahr.de
www.whl-lahr.de

Alle Rechte vorbehalten

Kompensation von entgangenen Einspeisevergütungen für Anlagenbetreiber gemäß § 12 EEG „Härtefallregelung“ (infolge leistungsreduzierender netzentlastender Einspeisemanagement-Maßnahmen)

Entwicklung von Empfehlungen für energieträgerspezifische Entschädigungssystematiken

Marcus Hentschel / Prof. Dr. Stephan Schöning / Prof. Dr. Markus Pütz

Schriften der Wissenschaftlichen Hochschule Lahr

Herausgeber: Prof. Dr. Michael Klebl
Prof. Dr. Jörg Lindenmeier
Prof. Dr. Sebastian Lobe
Prof. Dr. Tristan Nguyen
Prof. Dr. Markus Pütz
Prof. Dr. Martin Reckenfelderbäumer
Prof. Dr. Bernd Remmele
Prof. Dr. Stephan Schöning

Nr. 39 Lahr, November 2012

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis VI

Abkürzungsverzeichnis VII

Symbolverzeichnis X

Formelverzeichnis XIII

Anhangsverzeichnis XVII

1 Einleitung 1

1.1 Problemstellung und Ziele der Untersuchung 1

1.2 Aufbau der Untersuchung 3

2 Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland 5

2.1 Gründe für die politische Förderung Erneuerbarer Energien 5

2.2 Historische Entwicklung und Ausbauszenarien für Erneuerbare Energien 7

2.3 Anreizsysteme für eine Weiterentwicklung Erneuerbarer Energien 10

2.4 Einzel- und gesamtwirtschaftliche Bedeutung Erneuerbarer Energien 12

3 Einspeisemanagement-Regelungen zur Vermeidung von Netz-Überlastungen 14

3.1 Systembedingte Hintergründe des EEG-Einspeisemanagements 14

3.2 Rechtlicher Rahmen für Entschädigungszahlungen aufgrund von Einspeisemanagement 15

3.3 Funktionsweise und technische Anforderungen des Einspeisemanagements 17

3.4 Volks- und betriebswirtschaftliche Folgen des Einspeisemanagements 19

4 Erfordernis einheitlicher Marktregeln für Entschädigungszahlungen 22

4.1 Darstellung der quantitativen Entschädigungssituation 22

4.2 Beschreibung der aktuellen Entschädigungspraxis 26

4.3 Gründe für eine Vereinheitlichung von Entschädigungsregelungen für Netzbetreiber 27

4.4 Gründe für eine harmonisierte Entschädigungsabwicklung aus Sicht der Anlagenbetreiber 29

5 Entschädigungsrelevante Besonderheiten regenerativer Energiequellen 30

5.1 Grundlagen der Energiegewinnung Erneuerbarer Energien 30

5.2 Spezifische Aspekte der Ertragsgewinnung nach EEG-Kategorien 32

5.2.1 Gesetzmäßigkeiten der Windenergie bezüglich Ertragsgewinnung und Vergütung 32

5.2.2 Gesetzmäßigkeiten der Photovoltaik bezüglich Ertragsgewinnung und Vergütung 35

5.2.3 Gesetzmäßigkeiten der Biomasse bezüglich Ertragsgewinnung und Vergütung 37

5.2.4 Überblick über Gesetzmäßigkeiten der sonstigen EEG-Energieträger bezüglich Ertragsgewinnung und Vergütung 39

6 Energieträgerübergreifende Grundlagen für Entschädigungssystematiken 42

6.1 Allgemeingültiges Prinzip für Entschädigungszahlungen 42

6.2 Prinzipien für die Berechnung der Ist-Leistung während EMM 43

6.2.1 Energieträgerübergreifende Gemeinsamkeiten für die Bestimmung der Ist-Leistung 43

6.2.1.1 Berechnung der Ist-Leistung bei stufenweise regelbaren Anlagen 43

6.2.1.2 Berechnung der Ist-Leistung bei nicht stufenweise regelbaren Anlagen .. 45

6.2.2 Besonderheiten und Ausnahmeregelungen bei der Berechnung der Ist-Arbeit 46

6.3 Preisliche Bewertung der Ertragsausfälle 48

6.3.1 Anlagen in der klassischen EEG-Vergütung 48

6.3.2 Anlagen in der Direktvermarktung 48

6.3.3. Nach KWK-G geförderte Anlagen 50

7 Darstellung verschiedener Entschädigungsalternativen 52

7.1 Entschädigungs-Optionen für Windenergieanlagen 52

7.1.1 Grundlagen für Entschädigungszahlungen von Windenergieanlagen 52

7.1.2 Pauschalverfahren Windenergie 52

7.1.3 Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 (Korrektur der Leistung) 53

7.1.4 Spitzabrechnungsverfahren WEA 2 (Korrektur der Windgeschwindigkeit) 55

7.2 Entschädigungs-Optionen für Photovoltaik-Anlagen 57

7.2.1 Grundlagen für Entschädigungszahlungen von PV-Anlagen 57

7.2.2 Einstrahlungsmessverfahren 58

7.2.3 Referenzmodulverfahren 61

7.2.4 Referenzanlagenverfahren 62

7.3 Entschädigungs-Optionen für Biomasse-Anlagen 63

7.3.1 Grundlagen für Entschädigungszahlungen von Biomasse-Anlagen 63

7.3.2 Grundlagen für die Entschädigung des KWK-Anteils 65

7.3.3 Pauschale Berechnungsvarianten für Biomasse-Anlagen 67

7.3.4 Konkrete Berechnungsvarianten für Biomasse-Anlagen 68

7.4 Entschädigungs-Optionen für weitere EEG-Anlagen 71

8 Empfehlungen von energieträgerspezifischen Entschädigungssystematiken 73

8.1 Bewertung der Berechnungsvarianten anhand einer Nutzwertanalyse 73

8.1.1 Theoretische Grundlagen einer Nutzwertanalyse 73

8.1.2 Vorgehensweise und Prämissen für die Untersuchung 75
8.1.3 Präsentation der Untersuchungsergebnisse 77
8.1.3.1 Generelle Erkenntnisse aus der Befragung 77
8.1.3.2 Ergebnisse der Windenergie-Bewertungen 80
8.1.3.3 Ergebnisse der Photovoltaik-Bewertungen 81
8.1.3.4 Ergebnisse der Biomasse-Bewertungen 82
8.1.4 Möglichkeiten und Grenzen der vorliegenden Nutzwertanalyse 83
8.2 Empfehlungen für zu implementierende Berechnungsmethoden 85
8.2.1 Vorschläge für den Energieträger Wind 85
8.2.2 Vorschläge für den Energieträger Sonne 86
8.2.3 Vorschläge für den Energieträger Biomasse 88
8.2.4 Vorschlage für weitere Energieträger 88
8.3 Kritische Würdigung der energieträgerspezifischen Empfehlungen 89
9 Fazit 91
Anhang XVII
Literaturverzeichnis LIX

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Anteile Erneuerbare Energien am Stromverbrauch – 2010 bis 2050 8
Abb. 2: Anteile fluktuierender Energieträger am EE-Portfolio und am gesamten Letztverbrauch – 2010 bis 2020 9
Abb. 3: Anteile der installierten Windleistung am Nettostromverbrauch zum 30.06.2011 – Top fünf Bundesländer 10
Abb. 4: Regelkreis Einspeisemanagement 18
Abb. 5: Entwicklung Entschädigungszahlungen im Netzbereich Schleswig-Holstein – Ist und Prognose 2009 bis 2012 23
Abb. 6: Installierte regenerative Leistung vs. Leistungsbezug für 2010/11 und 2015 25
Abb. 7: Tages-Einspeiseprofile von Wind-, PV- und Biomasse-Anlagen bei günstigen Wetterbedingungen 30
Abb. 8: Unterscheidung regenerativer Energieformen nach der Abhängigkeit vom Primärenergieträgerangebot 31
Abb. 9: Leistungskennlinie der WEA Enercon E82 mit zwei Abweichungsszenarien 34
Abb. 10: Zusammenhang zwischen Bestrahlungsstärke und Leistungsabgabe 36
Abb. 11: Abgrenzung von Biomasse-Anlagen nach Preiskomponenten 38
Abb. 12: Entwicklung der Stromproduktion von EEG-Kategorien von 1990 bis 2015 40
Abb. 13: Modell einer EMM-bedingten Ausfall-Leistung von WEA 53
Abb. 14: Modell einer EisMan-bedingten Ausfall-Leistung von PV-Anlagen 59
Abb. 15: Modell einer EisMan-bedingten Ausfall-Leistung von Biomasse-Anlagen 63
Abb. 16: Grundgesamtheit und Rücklaufquote der Expertenbefragung 78
Abb. 17: Ergebnisse der Nutzwertanalyse in komprimierter Form 79
Abb. 18: Ergebnisse der Befragung von WEA-Betreibern nach Teilzielen 80
Abb. 19: Ergebnisse der Befragung von PV-Betreibern nach Teilzielen 81
Abb. 20: Ergebnisse der Befragung von Biomasse-Betreibern nach Teilzielen 83

Abkürzungsverzeichnis

Abb. ..... Abbildung
AGFW ..... Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
AM ..... AM = Air Mass (Luftmasse)
Anl. ..... Anlage
ARegV ..... Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung)
BB ..... Brandenburg
BDEW ..... Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BDW ..... Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V.
BEE ..... Bundesverband Erneuerbare Energien e. V.
BHKW ..... Blockheizkraftwerk
BMU ..... Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA ..... Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Eisenbahnen
bspw. ..... beispielsweise
BSW-Solar ..... Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
BWE ..... Bundesverband WindEnergie e.V.
c.p. ..... ceteris paribus (unter sonst gleichen Bedingungen)
ca. ..... circa
CO_2- ..... Kohlendioxid
DEWI ..... DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut
DLR ..... Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
DWD ..... Deutscher Wetterdienst
e. V. ..... eingetragener Verein
EE ..... Erneuerbare(r) Energien
EEG ..... Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX ..... European Energy Exchange, Strombörse in Leipzig
EisMan ..... Einspeisemanagement
EMM ..... Einspeisemanagementmaßnahmen
EMV ..... Einstrahlungsmessverfahren
ENBW ..... Energie Baden-Württemberg AG
Enercon E82 .... Typbezeichnung einer Enercon Windenergieanlage
EVU ..... Energieversorgungsunternehmen
Fa. ..... Firma
FGW ..... Fördergesellschaft Windenergie e.V.
G ..... Genauigkeit
grds. ..... grundsätzlich
GW ..... Gigawatt
GWh ..... Gigawattstunden (1000 MWh)
h ..... Stunden
Hrsg. ..... Herausgeber
http ..... HyperText Transfer Protocol (deutsch „Standard-Übertragungsprotokoll im Internet“)
i. d. F. ..... in der Fassung

i. d. R. ..... in der Regel
i. e. S. ..... im engeren Sinne
i. W. ..... im Wesentlichen
IFNE ..... Ingenieurbüro für Erneuerbare Energien
inkl. ..... inklusive
inst. ..... installierte
IT ..... Informationstechnologie
IVG ..... Interessenverband Grubengas IVG e.V.
IWES ..... Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
kW ..... Kilowatt (elektrische Leistung)
kWh ..... Kilowattstunde
KWK ..... Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G ..... Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
kWp ..... Kilowattpeak (Spitzenleistung)
lt. ..... laut
MFP ..... Mittelfristprognose
MS ..... Microsoft
MV ..... Mecklenburg-Vorpommern
MW ..... Megawatt, Megawatt elektrische Leistung
MWh ..... Megawattstunden (1000 kWh)
NI ..... Niedersachsen
NL ..... Nennleistung
NW ..... Nutzwert
P ..... Praktikabilität/Einfachheit
P ..... Leistung elektrisch
p.a. ..... per anno (pro Jahr)
P_{Bio} ..... Pauschalverfahren Biomasse
PR ..... Performance Ratio (Anlagenwirkungsgrad) in [%]
PV ..... Photovoltaik
P_{Wind} ..... Pauschalverfahren Windenergie
RAV ..... Referenzanlagenverfahren
RMV ..... Referenzmodulverfahren
$S1_{Wind}$ ..... Spitzabrechnungsverfahren Windenergie 1 (Korrektur der Leistung)
$S2_{Wind}$ ..... Spitzabrechnungsverfahren Windenergie 2 (Korrektur der Windgeschwindigkeit)
S_{Bio} ..... Spitzabrechnungsverfahren Biomasse
SH ..... Schleswig-Holstein
SMA ..... SMA Solar Technology AG
SN ..... Sachsen
ST ..... Sachsen-Anhalt
STABW ..... Standardabweichung
SW ..... Stadtwerke
t ..... Zeitraum in [h]
T€ ..... Tausend Euro
TH ..... Thüringen
TWh ..... Terawattstunden (1000 GWh)
U ..... leichte technische Umsetzbarkeit
ÜNB ..... Übertragungsnetzbetreiber (50HzT, Amprion, EnBW TNG, TenneT)

URL ..... Uniform Resource Locator (deutsch „einheitlicher Quellen-AnzeigerWEA
VKU ..... Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VZ..... Vergleichszeitraum
W ..... Watt
W ..... Wirtschaftlichkeit
W/m^2..... Watt pro Quadratmeter (Einheit für Messung der Bestrahlungsstärke der Sonne)
WEA..... Windenergieanlage

Symbolverzeichnis

a) Logisch mathematische Symbole

max ..... Maximalwert
min..... Minimalwert
/..... geteilt durch
*..... mal
- ..... minus
+..... plus
∑..... Summe

b) Deskriptive Symbole

A ..... Fläche
A_{PV} ..... Generatorfläche der PV Anlage in m^2
EA..... Eingesparte Aufwendungen in [€]
EZ..... Entschädigungszahlung für eine EMM in [€]
EZ_{Bio} ..... Entschädigungszahlung für Biomasse-Anlagen in [€]
$EZ_{Bio,Br}$ ..... Entschädigungszahlung für die Brennstoffkosten in [€]
$EZ_{Bio,el}$ ..... Entschädigungszahlung für die elektrische Ausfallarbeit von Biomasse-Anlagen in [€]
$EZ_{Bio,KWK}$..... Entschädigungszahlung für den KWK-Anteil in [€]
$EZ_{Bio,th}$ ..... Entschädigungszahlung für entgangene Wärmeerlöse in [€]
$EZ_{PV,B}$..... Entschädigungszahlung für PV-Anlagen am Boden in [€]
$EZ_{PV,EB}$ ..... Entschädigungszahlung für PV-Anlagen am Boden nach dem EMV in [€]
$EZ_{PV,EG}$ ..... Entschädigungszahlung für PV-Anlagen auf Gebäuden nach dem EMV in [€]
$EZ_{PV,G}$..... Entschädigungszahlung für PV-Anlagen auf Gebäuden in [€]
$EZ_{PV,RB}$ ..... Entschädigungszahlung für PV-Anlagen am Boden nach dem RMV in [€]
$EZ_{PV,RG}$ ..... Entschädigungszahlung für PV-Anlagen auf Gebäuden nach dem RMV in [€]
$EZ_{Wind,P}$..... Entschädigungszahlung nach dem Pauschalverfahren Wind in [€]
$EZ_{Wind,S1}$..... Entschädigungszahlung nach dem Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 (Korrektur der Leistung) in [€]
$EZ_{Wind,S2}$..... Entschädigungszahlung nach dem Spitzabrechnungsverfahren WEA 2 (Korrektur der Windgeschwindigkeit) in [€]
$\overline{G}_{h,EMM}$ ..... Einstrahlungsleistung im EMM-Zeitraum in [W/m^2]
$\overline{G}_{h,VZ}$..... Einstrahlungsleistung im Vergleichszeitraum zu $\overline{P}_{ist,VZ}$ in [W/m^2]
G_{STC} ..... Einstrahlungsleistung unter Standardtestbedingungen (Standard Test Conditions) in [1.000 W/m^2]
H_S..... Brennwert in [kWh/l]
i..... Wert im Zeitintervall
i_V ..... Vergütungskategorie
$k_{PV,ref}$ ..... Korrekturfaktor der Referenzmodul-/Referenzanlagenleistung in [%]
$k_{Wind,p}$..... Korrekturfaktor der theoretischen Leistung in [%]
$k_{Wind,v}$..... Korrekturfaktor der Windgeschwindigkeit in [%]

LK_{Typ} ..... Leistungskennlinie des WEA-TYPs
n_V ..... Anzahl Vergütungskategorien
n ..... Anzahl der Zeitintervalle
p ..... *Luftdichte*
$\overline{P}_a$ ..... Ausfall-Leistung in [kW]
$P_{a,Br}$ ..... Leistungsbasis für zusätzliche Brennstoffkosten in [kW]
$\overline{P}_{a,el}$ ..... Elektrische Ausfall-Leistung in [kW]
$\overline{P}_{a,KWK}$ ..... Ausfall-Leistung für den KWK-Anteil in [kW_{th}]
$\overline{P}_{a,th}$ ..... Thermische Ausfall-Leistung in [kW_{th}]
$\overline{P}_{Bem}$ ..... Bemessungsleistung in [kW]
ΔP_{iV} ..... Anteilige Bemessungsleistung der jeweiligen Vergütungskategorie in i_V [kW]
$P_i(v_{i,Wind}$ * ..... Leistung pro Zeitintervall in Abhängigkeit vom korrigierten
$k_{Wind,v})$ Windgeschwindigkeitswert in [kW]
$P_{i,ist}$ ..... Ist-Leistungswert pro Zeitintervall in [kW]
$P_{i,ist,vor}$ ..... Letzter vollständig gemessener Viertelstunden-Leistungswert vor der EMM am Netzverknüpfungspunkt in [kW}
$P_{i,red}$ ..... Zu reduzierender Leistungswert pro Zeitintervall laut Regelungsvorgabe der Netzbetreiber in [kW]
$P_{i,soll}$ ..... Soll-Leistung pro Zeitintervall in [kW]
$P_{i,theo}$ ..... Theoretische Leistung pro Zeitintervall in [kW]
$P_{i,theo,VZ}$ ..... Theoretische Leistung pro Zeitintervall im Vergleichszeitraum in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in [kW]
$\Delta P_{iV,N}$ ..... Anteil der Nennleistung an der Vergütungskategorie in [kW]
$\overline{P}_{Ist}$ ..... Mittelwert der tatsächlichen Leistung an der Abrechnungsmesseinrichtung während der EMM in [kW]
$\overline{P}_{Ist,el}$ ..... Mittelwert der tatsächlichen elektrischen Leistung an der Abrechnungsmesseinrichtung während der EMM in [kW]
$\overline{P}_{Ist,VZ}$ ..... Mittelwert der Ist-Leistung im Vergleichszeitraum in [kW]
$\overline{P}_{Ist,VZ,ZP}$ ..... Mittelwert der gesamten Ist-Leistung im Vergleichszeitraum am Zählpunkt in [kW]
$P_{max,LKL}$ ..... Maximalleistung laut Hersteller-Leistungskennlinie in [kW]
P_{Nenn} ..... Nennleistung der Anlage in [kW]
P_{ref} ..... Nennleistung der Referenzmodule in [kW]
$\overline{P}_{ref,EMM}$ ..... Durchschnittliche Leistung des/der Referenzmodule für die Dauer der EMM in [kW]
$\overline{P}_{ref,VZ}$ ..... Durchschnittliche Leistung des/der Referenzmodule für die Dauer des Vergleichszeitraums in [kW]
$\overline{P}_{Soll}$ ..... Mittelwert der theoretisch zu erzielenden Leistung während der EMM in [kW]
$\overline{P}_{Soll,el}$ ..... Mittelwert der theoretisch zu erzielenden elektrischen Leistung während der EMM in [kW]
$\overline{P}_{SollPV,E}$ ..... Theoretische Soll-Leistung für PV-Anlagen auf Basis von Einstrahlungswerten in [kW]
$\overline{P}_{SollPV,R}$ ..... Theoretische Soll-Leistung für PV-Anlagen auf Basis von Referenzmodulen/-anlagen in [kW]
$\overline{P}_{theo}$ ..... Mittelwert der theoretischen Leistung in [kW]
$\overline{P}_{theo,VZ}$ ..... Mittelwert der theoretischen Leistung im Vergleichszeitraum in [kW]

$\overline{P}_{VZ,el}$ ..... Elektrische Leistung im Vergleichszeitraum in [kWh]
$\overline{P}_{VZ,th}$ ..... Thermische Wärmeleistung im Vergleichszeitraum in [kWh_{th}]
P_{Wind} ..... Windleistung
Q ..... Nutzwärmestrom
$Q_{VZ,th}$ ..... Wärme im Vergleichszeitraum in [kWh_{th}]
Δt ..... Zeiteinheit in [h]
$t_{VZ,th}$ ..... Vergleichszeitraum für die Wärmelieferung in [h]
v ..... Geschwindigkeit
$v_{(\overline{P}_{ist,VZ})}$ ..... Windgeschwindigkeitswert in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Ist-Leistung im Vergleichszeitraum in [m/s]
V_{Br} ..... Vergütungssatz für den Brennstoff in [ct/kWh_{th}]
V_{Einsp} ..... Spezifischer Vergütungssatz in [ct/kWh]
$V_{Einsp,iV}$ ..... EEG spezifischer Vergütungssatz je Vergütungskategorie in [ct/kWh]
V_{ES} ..... Preis für Einsatzstoff in [ct/l]
$v_{i,ist,VZ}$ ..... Ist-Windgeschwindigkeit pro Zeitintervall im Vergleichszeitraum in [m/s]
$v_{i,Wind}$ ..... Windgeschwindigkeit pro Zeitintervall während der EMM in [m/s]
$v_{i,Wind,neu}$ ..... Korrigierter Windgeschwindigkeitswert im Zeitintervall in [m/s]
$v_{i,Wind,VZ}$ ..... Windgeschwindigkeit pro Zeitintervall im Vergleichszeitraum in [m/s]
$\overline{v}_{ist,VZ}$ ..... Mittelwert der Windgeschwindigkeit im Vergleichszeitraum in [m/s]
V_{KWK} ..... Vergütungssatz für den KWK-Anteil in [ct/kWh]
V_{th} ..... Vergütungssatz für die thermische Wärmelieferung in [€/kWh_{th}]
W_a ..... Ausfallarbeit in [kWh]
$W_{t,el}$ ..... Elektrische Arbeit im Zeitraum t in [kWh]
$x\%_{WEA}$ ..... Anteil der WEA an der gemessenen Zählpunktleistung in [%]
η_{PV} ..... Modulwirkungsgrad in [%]
η_{th} ..... Thermischer Wirkungsgrad in [%]
σ_{Strom} ..... Stromkennzahl (lt. Vorgabe des Herstellers bzw. Gutachters)

Formelverzeichnis

Formel 1: Grund-Formel für Entschädigungszahlungen 42
Formel 2: Grund-Formel zur Berechnung der Ausfallarbeit 42
Formel 3: Allgemeingültige Formel für Entschädigungszahlungen 43
Formel 4: Berechnung des durchschnittlichen Ist-Leistungswertes bei stufenweise regelbaren Anlagen 44
Formel 5: Berechnung des durchschnittlichen Ist-Leistungswertes bei nicht stufenweise regelbaren Anlagen 46
Formel 6: Soll-Leistung nach dem Pauschalverfahren Wind 52
Formel 7: Soll-Leistung für das Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 (Korrektur Leistung) 55
Formel 8: Soll-Leistung für das Spitzabrechnungsverfahren WEA 2 (Korrektur Windgeschwindigkeit) 57
Formel 9: Berechnung der Entschädigungszahlung für PV-Anlagen gemäß § 33 EEG 58
Formel 10: Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen anhand des Einstrahlungsmessverfahrens 60
Formel 11: Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen anhand des Referenzmodulverfahrens 61
Formel 12: Soll-Leistung für Biomasse-Anlagen 64
Formel 13: Berechnung der Entschädigungszahlung für die elektrische Ausfallarbeit von Biomasse-Anlagen 64
Formel 14: Berechnung der Entschädigungszahlung für den KWK-Anteil 66
Formel 15: Berechnung der Ausfallentschädigung für Biomasse-Anlagen inkl. KWK-Anteil 67
Formel 16: Berechnung der thermischen Ausfall-Leistung 68
Formel 17: Entschädigungszahlung für entgangene Wärmeerlöse 69
Formel 18: Entschädigungszahlung für Biomasse-Anlagen mit KWK-Anteil und entgangenen Wärmeerlösen 70
Formel 19: Entschädigungszahlung für die Brennstoffkosten der redundanten Heizungsanlage 70
Formel 20: Entschädigungszahlung für Biomasse-Anlagen mit KWK-Anteil und zusätzlichen Brennstoffkosten 71

Formeln im Anhang

Formel A1: Allgemeingültige Formel für Entschädigungszahlungen XX
Formel A2: Soll-Leistung nach dem Pauschalverfahren Wind XX

Formel A3: Arithmetischer Mittelwert über die Soll-Leistungen pro Zeitintervall XX

Formel A4: Bestimmung der Soll Leistung pro Zeitintervall (WEA 1) XX

Formel A5: Berechnung des Korrekturfaktors der theoretischen Leistung (WEA 1) XXI

Formel A6: Berechnung der durchschnittlichen Ist-Leistung pro WEA im Vergleichszeitraum (WEA 1) XXI

Formel A7: Berechnung der durchschnittlichen theoretischen Leistung im Vergleichszeitraum (WEA 1) XXI

Formel A8: Bestimmung der theoretischen Leistung pro Zeitintervall während der EMM (WEA 1) XXI

Formel A9: Bestimmung der Soll-Leistung pro Zeitintervall (WEA 2) XXII

Formel A10: Berechnung der neuen fiktiven Windgeschwindigkeit (WEA 2) XXII

Formel A11: Berechnung des Korrekturfaktors der Windgeschwindigkeit (WEA 2) XXII

Formel A12: Berechnung der fiktiven Windgeschwindigkeit im Vergleichszeitraum (WEA 2) XXIII

Formel A13: Berechnung der durchschnittlichen tatsächlichen Windgeschwindigkeit im Vergleichszeitraum (WEA 2) XXIII

Formel A14: Berechnung des durchschnittlichen Ist-Leistungswertes XXIII

Formel A15: Entschädigungszahlung nach dem Pauschalverfahren Wind .. XXIII

Formel A16: Entschädigungszahlung nach dem Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 (Korrektur der Leistung) XXIV

Formel A17: Entschädigungszahlung nach dem Spitzabrechnungsverfahren WEA 2 (Korrektur der Windgeschwindigkeit) XXIV

Formel A18: Entschädigungszahlung für PV-Anlagen am Boden (§ 32 EEG) XXXV

Formel A19: Entschädigungszahlungen für PV-Anlagen auf Gebäuden (§ 33 EEG) XXXV

Formel A20: Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen nach dem Einstrahlungsmessverfahren (EMV) / (Ausgangsformel) XXXV

Formel A21: Berechnung der Nennleistung von PV-Anlagen XXXVI

Formel A22: Berechnung der theoretischen Leistung nach dem EMV XXXVI

Formel A23: Berechnung der Performance Ratio (PR) für das EMV XXXVI

Formel A24: Ausführliche Darstellung der Soll-Leistung nach dem EMV XXXVII

Formel A25: Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen nach dem EMV XXXVII

Formel A26: Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen nach dem Referenzmodulverfahren (RMV) / (Ausgangsformel) XXXVII

Formel A27: Berechnung der theoretischen Leistung nach dem RMV XXXVII

Formel A28: Berechnung des Korrekturfaktors der Referenzmodulleistung für das RMV XXXVIII

Formel A29: Ausführliche Darstellung der Soll-Leistung nach dem RMV XXXVIII

Formel A30: Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen nach dem RMV XXXVIII

Formel A31: Entschädigungszahlung nach dem EMV für PV-Anlagen auf dem Boden XXXVIII

Formel A32: Entschädigungszahlung nach dem EMV für PV-Anlagen auf Gebäuden (§ 33 EEG) XXXIX

Formel A33: Entschädigungszahlung nach dem RMV für PV-Anlagen auf dem Boden (§ 32 EEG) XXXIX

Formel A34: Entschädigungszahlung nach dem RMV für PV-Anlagen auf Gebäuden (§ 33 EEG) XXXIX

Formel A35: Berechnung der Bemessungsleistung XLII

Formel A36: Entschädigungszahlung für die elektrische Ausfallarbeit von Biomasse-Anlagen XLIV

Formel A37: Soll-Leistung für Biomasse-Anlagen XLIV

Formel A38: Berechnung des durchschnittlichen Ist-Leistungswerts XLIV

Formel A39: Berechnung der elektrischen Ausfall-Leistung für Biomasse-Anlagen XLIV

Formel A40: Berechnung der Ausfall-Leistung für den KWK-Anteil XLV

Formel A41: Berechnung der thermischen Ausfall-Leistung XLV

Formel A42: Berechnung der thermischen Leistung im Vergleichszeitraum XLV

Formel A43: Berechnung der Leistungsbasis für die zusätzlichen Brennstoffkosten XLV

Formel A44: Entschädigungszahlung für den KWK-Anteil XLVI

Formel A45: Entschädigungszahlung für entgangene Wärmeerlöse XLVI

Formel A46: Entschädigungsberechnung für die Brennstoffkosten der redundanten Heizungsanlage XLVI

Formel A47: Berechnung der Brennstoffkosten XLVI

Formel A48: Berechnung der Ausfallentschädigung für Biomasse-Anlagen inkl. KWK-Anteil XLVII

Formel A49: Entschädigungszahlung für Biomasse-Anlagen mit KWK-Anteil und entgangenen Wärmeerlösen XLVIII

Formel A50 : Entschädigungszahlung für Biomasse-Anlagen mit KWK-Anteil und zusätzlichen Brennstoffkosten..... XLVIII

Formel A 51: Gesamtformel für alle Biomasse-Anlagen mit sämtlichen Vergütungskomponenten. XLIX

Anhangsverzeichnis

Anhang 1: Windzubau macht Netzausbau erforderlich XVII

Anhang 2: EEG-Mittelfristprognose der vier ÜNB 2010 für 2011 bis 2015 sowie eigene Hochrechnung bis 2020 XVII

Anhang 3: Entwicklung EisMan-Einsätze und Entschädigungszahlungen für Schleswig-Holstein – Ist und Hochrechnung bis 2012 XVIII

Anhang 4: Von der Netzregion zur Veröffentlichung XIX

Anhang 5: Formelherleitungen für die Windenergie-Verfahren XX

Anhang 6: Berechnungsbeispiel Pauschalverfahren Windenergie XXV

Anhang 7: Berechnungsbeispiel Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 (Korrektur der Leistung) XXVII

Anhang 8: Berechnungsbeispiel Spitzabrechnungsverfahren WEA 2 (Korrektur der Windgeschwindigkeit) XXXI

Anhang 9: Formelherleitungen für die Photovoltaik-Verfahren XXXV

Anhang 10: Berechnungsbeispiel Einstrahlungsmessverfahren XL

Anhang 11: Berechnungsbeispiel Referenzmodul-/Referenzanlagen-verfahren XLI

Anhang 12: Berechnungsbeispiel: Gewichteter Vergütungssatz für Biomasse- und PV-Anlagen XLII

Anhang 13: Formelherleitungen für die Biomasse-Verfahren XLIV

Anhang 14: Berechnungsbeispiel Biomasse – Pauschal- und Spitzabrechnungsverfahren L

Anhang 15: Im Rahmen der Untersuchung eingesetzte Nutzwertanalyse LIV

Anhang 16: Text der Expertenbefragung LV

Anhang 17: Ergebnisse Expertenbefragung – Alle Varianten - Grafik über Mittelwerte pro Teilziel LVII

Anhang 18: Tabellarische Aufstellung der Expertenbefragung – Alle Einzelergebnisse inkl. statistischer Kennzahlen LVIII

1 Einleitung

1.1 Problemstellung und Ziele der Untersuchung

„Flaschenhals Stromnetz“[1] oder „Wenn der Wind weht, schaltet E.ON ab“[2], lauten beispielsweise die Überschriften von Zeitungsartikeln zu Erneuerbaren Energien. Diese Schlagzeilen deuten darauf hin, dass der gesetzlich geregelte Einspeisevorrang von Strom aus Erneuerbaren Energien[3] in der Praxis nicht immer zu einer gesicherten Abnahme des Stroms führt. In der Tat sind in einigen Regionen Deutschlands in zunehmendem Maße Netzengpässe festzustellen. Der permanente Zubau von Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Energien hat zur Folge, dass Netzbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagements temporäre Leistungsreduzierungen beispielsweise bei Starkwind vornehmen müssen, um einer drohenden Netzüberlastung vorzubeugen.[4] Erschwerend kommt hinzu, dass vor dem Hintergrund des Erreichens der Klimaschutzziele und des beschleunigten Atomausstiegs aufgrund der Katastrophe in Fukushima/Japan ein noch schnellerer Ausbau der Erneuerbaren Energien stattfinden soll. Eine weiter steigende Anzahl kritischer Netzsituationen ist dadurch vorprogrammiert.[5]

Ein Resultat dieser netzsicherheitsbedingten Leistungsreduzierungen ist der seit 01.01.2009 gesetzlich geregelte Entschädigungsanspruch für Anlagenbetreiber. Die aktuelle Situation stellt sich so dar, dass der Gesetzgeber zwar den prinzipiellen Vergütungsanspruch im Falle netzentlastender Maßnahmen nach §§ 11 und 12 EEG definiert, jedoch Details zur Ermittlung der entgangenen theoretisch erzielbaren Erlöse weitestgehend offen lässt. Diese Lücke wurde im Markt bisher nur teilweise geschlossen. Die bisherige Richtlinie der BNetzA zur Ermittlung der Er-

---

1 Neue Energie (2011), S. 1.

2 Neumann (2011), S. 148.

3 Vgl. EEG 2009 und EEG 2012, § 2 Nr. 2 und § 8 Abs. 1.

4 Netzbetreiber haben einerseits sicherzustellen, dass vor der Durchführung von Abregelungsmaßnahmen die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird. Andererseits ist seitens der Netzbetreiber ein nachweisliches, netztechnisch erforderliches, Minimum an Grundlast zu berücksichtigen. Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Eisenbahnen (BNetzA) (2011a), S. 3 und 5.

5 Kritische Netzsituationen entstehen u.a. dann, wenn die Netzkapazität nicht ausreicht, um einen hohen Stromfluss aus erneuerbaren Energien zu integrieren.

tragsausfälle ist unvollständig[6] und auch netzbetreiberübergreifend existieren noch keine einheitlichen Standards.

Ziel dieser Untersuchung ist es daher, sachgerechte und nachvollziehbare Entschädigungsansätze aufzuzeigen und unter Einbeziehung von Expertenmeinungen, Empfehlungen für bestehende und neue Verfahren abzuleiten. Darüber hinaus ist der Untersuchung eine systematische und stufenweise Vorgehensweise zur Ermittlung von Entschädigungszahlungen zu entnehmen. Der Fokus liegt dabei auf der detaillierten Behandlung von Ertragsausfällen bei Windenergie-, Photovoltaik- und Biomasse-Anlagen. Diese stellen sowohl hinsichtlich des monetären Fördervolumens als auch der produzierten Strommengen[7] die maßgeblichen EEG-Kategorien in Deutschland dar.

Bestärkt wird die Zielstellung dieser Untersuchung durch den § 64f des EEG-Gesetzes 2012, nach welchem die Bundesregierung ohne Zustimmung des Bundesrates durch Rechtsverordnung ermächtigt wird, „das Berechnungsverfahren für die Entschädigung nach § 12 Absatz 1, insbesondere ein pauschaliertes Verfahren zur Ermittlung der jeweils entgangenen Einnahmen und ersparten Aufwendungen, sowie ein Nachweisverfahren für die Abrechnung im Einzelfall, zu regeln.“[8] Zusätzlich untermauert ein Erfahrungsbericht zum Thema „Netzoptimierung, -integration, -ausbau, Einspeisemanagement“, welchen die Firma Ecofys[9] im Auftrag des BMU im Juni 2011 erstellt hat, den Handlungsbedarf in diesem Themenkomplex. Das Beratungsunternehmen weist sowohl bei den kurzfristigen Handlungsempfehlungen „Entwicklung einer Verordnung zur Festlegung der Berech-

---

6 Der Leitfaden zum Einspeisemanagement der BNetzA beschreibt die Grundvoraussetzungen für eine effiziente und sachgerechte Umsetzung der §§ 11 und 12 EEG. Diese Leitfadenversion enthält ausschließlich Beschreibungen zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen für Windenergie. Die BNetzA behält sich vor, zu einem späteren Zeitpunkt Regelungen für weitere Energieträger zu definieren. Vgl. BNetzA (2011a), S. 3.

7 Vgl. Abb. 12.

8 Vgl. EEG 2012, § 64f.

9 Die 1984 gegründete Firma Ecofys zählt nach eigenen Angaben zu den führenden Beratungsunternehmen im Bereich der Energieeffizienz, erneuerbaren Energien und Klimapolitik. Zu deren Auftraggebern zählen unter anderem Energieversorgungsunternehmen und Behörden. Vgl. Homepage von Ecofys.

nungsmethoden für die Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG“[10] als auch im Fazit als perspektivischen Handlungsbedarf darauf hin, dass „adäquate Vergütungsmechanismen zu entwickeln sind, durch welche die mit einer netztechnisch begrenzten EE[11]-Einspeisung verbundenen Ertragsminderungen Berücksichtigung finden.“[12] Zudem steht im Anhang dieses Berichtes, dass die Praxis gezeigt hat, dass „bei der Berechnung der Entschädigungszahlungen offene Fragen bestehen. (…) Es wird empfohlen, hier eine einheitliche verbindliche Regelung zu finden (…) in Bezug auf die Nachweisführung und Berechnung der Entschädigungszahlung. Für letztere sollte eine möglichst einfache und transparente sowie möglichst genaue Berechnungsmöglichkeit gefunden werden“.[13] Exakt diese Zielstellung verfolgt diese Untersuchung.

1.2 Aufbau der Untersuchung

Nach den einleitenden Ausführungen zu Zielen, Problemstellungen und Aufbau der Untersuchung wird in Gliederungspunkt zwei das Thema in seinen übergeordneten Rahmen der Erneuerbaren Energien eingeordnet. Thematisiert werden in diesem Kapitel insbesondere die Hintergründe für die bisherige und auch zukünftig zu erwartenden Steigerungsraten beim Ausbau regenerativer Energien sowie die damit verbundenen Herausforderungen. Gliederungspunkt drei beschreibt mit dem Einspeisemanagement eine Konsequenz der aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht ins Netz integrierbaren zunehmenden EE-Erzeugungskapazitäten. Neben den Anspruchsgrundlagen für die Entschädigungszahlungen des nicht einspeisbaren Stroms werden die technischen Voraussetzungen sowie die wirtschaftlichen Konsequenzen für alle Parteien erläutert. Anschließend erfolgt – bedingt durch den Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und damit stetig steigender Anschlusskapazitäten im Stromnetz – in Gliederungspunkt vier ein Überblick über die aktuelle und die zu erwartende Situation des Einspeisemanagements. Daraufhin werden die Gründe erläutert, weshalb – sowohl aus der Perspek-

---

10 Vgl. Ecofys (2011a), S. 18.

11 EE wird im Folgenden als Abkürzung für Erneuerbare Energien verwendet.

12 Vgl. Ecofys (2011a), S. 46.

13 Ecofys, TU-Dortmund und izesg GmbH (2011), Anhang zum Bericht, S. 34.

tive der Anlagen-, als auch der Netzbetreiber – Vorgaben und Standards für Entschädigungssystematiken wichtig sind.

Im Folgenden schafft Gliederungspunkt fünf den Übergang zu den einzelnen relevanten EE-Formen, für welche das Thema der Entschädigungsforderungen aufgrund leistungsreduzierender Eingriffe besonders relevant ist. Im Fokus stehen die für Entschädigungsberechnungen wichtigen Eigenheiten der Energiegewinnung aus Wind, Sonne und Biomasse. Gliederungspunkt sechs zeigt die energieträgerübergreifenden Gemeinsamkeiten für die Ermittlung von Entschädigungsforderungen auf. Hier werden die allgemeingültigen Berechnungsgrundlagen für die Mengenkomponente (Strom) sowie die generell anzusetzenden Preisbestandteile erläutert. Im Anschluss definiert Gliederungspunkt sieben teilweise selbst entwickelte und teilweise modifizierte[14] Entschädigungsalternativen für die wesentlichen EEG-Kategorien. Die kompakten Endformeln je Energieträger sowie Beschreibungen über die Funktionsweisen der Verfahren sind der Hauptgegenstand dieses Kapitels. Im Anhang können zudem die detaillierten Formelherleitungen und Berechnungsbeispiele zu jeder Entschädigungssystematik entnommen werden.

In Vorbereitung auf den empirischen Teil der Untersuchung wird im achten Kapitel zunächst das Bewertungsmodell „Nutzwertanalyse“ grundsätzlich vorgestellt, um dieses dann in der konkreten, praktischen Anwendung unter Einbeziehung einer Expertenbefragung zu beschreiben. Unter Zugrundelegung einiger statistischer Basiszahlen wird daraufhin das Verfahren vorinterpretiert und auch die Vor- und Nachteile dieser Vorgehensweise benannt.

Schließlich erfolgen konkrete Empfehlungen auf Basis der Untersuchungsergebnisse und eigener Argumente sowie eine differenzierte Sichtweise auf diese Vorschläge. Abschließend sind im Fazit die wesentlichen Erkenntnisse zusammengefasst. Ein Ausblick über zukünftige Herausforderungen und Weiterentwicklungen zum Thema runden die Untersuchung ab.

---

[14] Modifiziert bezieht sich hierbei nicht auf inhaltliche Veränderungen, sondern auf eine neue systematische Aufbereitung.

2 Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland

2.1 Gründe für die politische Förderung Erneuerbarer Energien

In Ziffer 1 des Eckpunktepapiers der Bundesregierung vom 06.06.2011 zur Energiewende steht: „Wir wollen, dass unser Energiesystem das wirtschaftliche Fundament stärkt, zum wichtigen Impulsgeber für Innovation und technologischen Fortschritt wird, die natürlichen Lebensgrundlagen bewahren und unser Klima schützen hilft. (…) Wir wollen in Deutschland nicht von Stromimporten abhängig sein, sondern unseren Nettobedarf eigenständig erzeugen können.“[15] Diese „Präambel“[16] der zukünftigen energiewirtschaftlichen Ausrichtung ist im Speziellen auf die folgenden Ursachen und Entwicklungen zurückzuführen:

- Die Treibhausgasemissionen konventioneller Stromerzeugungskraftwerke sind mitverantwortlich für die globale Klimaerwärmung.[17]
- Es besteht eine natürliche Limitierung der Energiegewinnung aus endlichen Ressourcen[18] bei einer wachsenden Weltbevölkerung.
- Deutschland ist in hohem Maße von Energieimporten abhängig.[19]
- Fossile Energieträger verursachen hohe externe Kosten.[20]

---

15 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2011a), Nr. 1.

16 Dieser Begriff ist nicht offiziell, sondern selbst gewählt.

17 Konventionelle Kraftwerke verursachen 40 % der deutschen Treibhausgasemissionen. Diese sollen reduziert werden, um die als gefährlich angesehene globale Klimaerwärmung zu vermeiden. Vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011), S. 1.

18 Die Energieversorgung basiert aktuell zu einem großen Teil auf den fossilen Energieträgern Erdgas, Erdöl, Stein-, Braunkohle und Uran, welche größtenteils im Lauf des 21. Jahrhunderts zur Neige gehen. Vgl. Quaschnig (2008), S. 23 und Gruss/Schüth (2008), S. 7 sowie Müller/Giber (2010), S. 193.

19 Der Import fossiler Energiequellen für die Stromerzeugung, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung liegt im Jahr 2009 bei 72 % und soll sukzessive gesenkt werden. Vgl. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)/Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)/Ingenieurbüro für Erneuerbare Energien (IFNE) (2010), S. 5.

20 Externe Kosten führen zu einer Belastung der Allgemeinheit, werden aber nicht über den Markt erfasst. Im Falle des Einsatzes fossiler Energieträger zählen hierzu beispielsweise Schädigungen der natürlichen Umwelt und gesundheitliche Beeinträchtigungen. Vgl. Krewitt/Schlomann (2006), S. 5.

- Deutschland möchte die Chancen einer Weiterentwicklung von Zukunftstechnologien nutzen, um positive einzel- und gesamtwirtschaftliche Effekte zu generieren.[21]

Alle aufgeführten Gründe hatten bereits vor der atomaren Katastrophe in Fukushima/Japan Bestand. Die folgenschweren Atomunfälle in Japan haben jedoch zu einem schnelleren Atomausstieg geführt, wodurch der Umbau des Energiesystems noch beschleunigt werden soll.[22] Zusätzlichen Rückenwind haben die neueren ambitionierten Ausbauziele[23] durch die mittlerweile in fast allen Teilen der Öffentlichkeit und Politik bestehende Akzeptanz für den Ausbau Erneuerbarer Energien erfahren.[24]

Diese Euphorie und Aufbruchstimmung sollte jedoch nicht vergessen lassen, dass mit einem Umbau des Energiesystems einige Herausforderungen entstehen. Dies gilt beispielsweise für

- die Gewährleistung der Systemstabilität bei einem steigenden Anteil der nur zeitweilig verfügbaren Energiequellen Wind und Sonne,[25]
- den Verzicht auf Grundlastkraftwerke bei Verringerung der Abhängigkeiten vom Ausland,
- die teilweise fehlende Akzeptanz von Infrastrukturprojekten oder

---

21 Vgl. EEG 2012, § 1 sowie Gliederungspunkt 2.4.

22 Die Reaktorunfälle in Fukushima/Japan im März 2011 haben in Deutschland zu einer sofortigen Stilllegung von acht Kernkraftwerken geführt und zu einem weiteren schrittweisen Ausstieg bis 2022.

23 Vgl. hierzu Gliederungspunkt 2.2.

24 Einer repräsentativen Umfrage im August 2011 von TNS Infratest im Auftrag des BMU zufolge, halten 94 % der Bundesbürger den verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien mindestens für „wichtig“ oder sogar für „sehr bzw. außerordentlich wichtig“. Dieser hohe Wert, unter 1.002 Befragten bundesweit ermittelt, entspricht vergleichbaren Umfragen in den Vorjahren, welche die Agentur für Erneuerbare Energien regelmäßig durchführen lässt. Vgl. Agentur für Erneuerbare Energien (2011).

25 Vgl. Anhang 1: Daraus wird ersichtlich, dass in der nordwestlichen Küstenregion Deutschlands die installierte Maximalleistung der Windenergie die durchschnittlich benötigte Last in dieser Region um fast das Dreifache im Jahr 2010 und um das fast Viereinhalbfache im Jahr 2015 übersteigt. Bei guten Windverhältnissen ist somit entweder ein Abtransport der Strommengen in verbrauchsstarke Gebiete die Herausforderung und/oder temporäre netzentlastende Leistungsreduzierungen.

- die Lösung des Konflikts zwischen der Verringerung der CO_2-Emmissionen und einem gleichzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie.[26]

Einzeln für sich betrachtet ist das Erreichen dieser Ziele durchaus wünschenswert. Die oben genannten kontroversen Bestrebungen sollten jedoch verdeutlicht haben, dass in der Realität zumindest auf kurze bis mittlere Sicht nicht alle Ziele zeitgleich erreicht werden können. Infolge dessen ist die Politik aufgefordert, Prioritäten innerhalb dieses Zielsystems zu formulieren und die Öffentlichkeit zu informieren, welches dieser Ziele aus welchen Gründen Vorrang vor den anderen genießt.[27] Anpassungen des Zielkorridors aufgrund neuerer technologischer, politischer, ökologischer oder wirtschaftlicher Entwicklungen sind dabei zu berücksichtigen.

2.2 Historische Entwicklung und Ausbauszenarien für Erneuerbare Energien

Bei Betrachtung der in der Vergangenheit formulierten EE-Ausbauziele ist festzustellen, dass die bisherigen Ziele stets übertroffen wurden. So wurde das mit der EEG-Novelle 2004 angestrebte Ziel für 2010, 12,5 Prozent[28] des Bruttostromverbrauchs[29] in Deutschland mit Erneuerbaren Energien zu decken, bereits im Jahr 2007 überschritten.[30] Ferner wird aus Abb. 1 deutlich, dass der im Jahr 2004 für 2020 geplante Stromanteil regenerativer Energien bereits im ersten Halbjahr 2011 erreicht wurde.[31]

---

[26] Für weitere Ausführungen zu Zielkonflikten vgl. Müller (2011), S. 5-12.

[27] Vgl. Müller (2011), S. 7-8.

[28] Vgl. EEG 2004 i. d. F. vom 21.07.2004, § 1 Abs. 2.

[29] Als Bruttostromverbrauch wird der Stromverbrauch eines Landes unter Berücksichtigung der Im- und Exporte bezeichnet. Er setzt sich zusammen aus der Nettostromerzeugung, dem Austauschsaldo über die Landesgrenzen sowie dem Eigenstromverbrauch der Kraftwerke und den Netzverlusten. Vgl. Energielexikon (2011).

[30] Der Anteil an der Stromversorgung betrug im Jahr 2007 bereits 14 %. Vgl. Häder (2010), S. 81.

[31] Vgl. BMU (2011b).

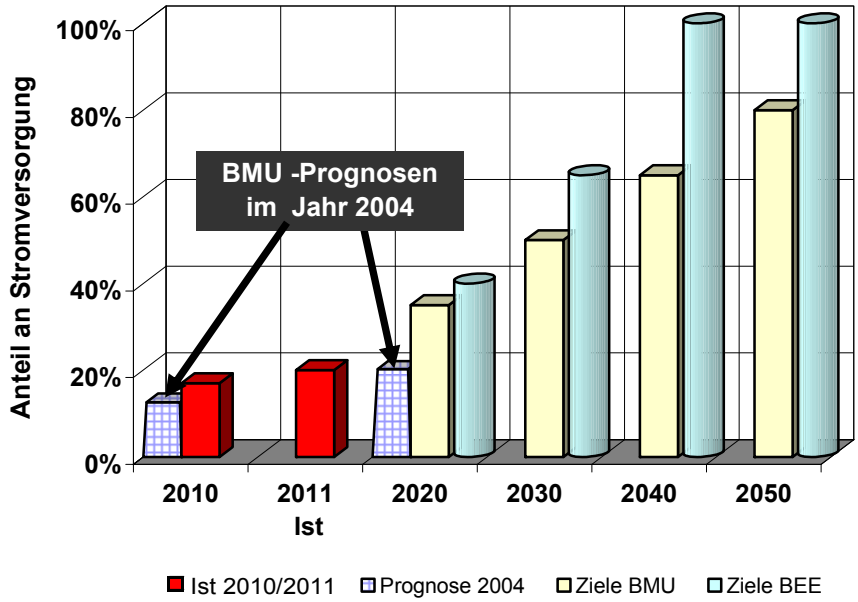


Abb. 1: Anteile Erneuerbare Energien am Stromverbrauch – 2010 bis 2050[32]

Die Tatsache, dass die Energiepolitik ihre EE-Ausbauziele in der Vergangenheit stets realisierte, ist angesichts der offenen Fragen zur Netzintegration kein gesicherter Indikator für eine zukünftige Zielerreichung. Es ist bis zum heutigen Zeitpunkt unklar, ob der nicht vorhandene Gleichklang zwischen der Schaffung neuer Erzeugungskapazitäten einerseits und Transportkapazitäten und Speichermöglichkeiten andererseits beseitigt werden kann.[33] Eines der zu erwartenden Hauptproblemfelder steht im Zusammenhang mit dem wachsenden Anteil der fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne (vgl. Abb. 2). Ein Wechsel von langen Phasen der Überproduktion – zum Beispiel im windreichen Herbst – und Zeiten des Mangels – etwa im tiefsten Winter[34] – müssen dann, zumindest auf kurze bis mittlere Sicht, durch flexible konventionelle Erzeugungsanlagen und Netzsicherheitsmanagement bzw. Einspeisemanagementmaßnahmen (EMM)[35] ausgeglichen werden.

---

[32] Vgl. EEG 2012, § 1 Abs. 2 für die Zahlen des BMU sowie BEE (2011), S. 6 für die Zahlen des Bundesverbands Erneuerbare Energien e. V. (BEE).

[33] Vgl. Loske (2011), S. 23.

[34] Vgl. Schwarzer (2011), S. 32.

[35] Vgl. hierzu Gliederungspunkt 3.

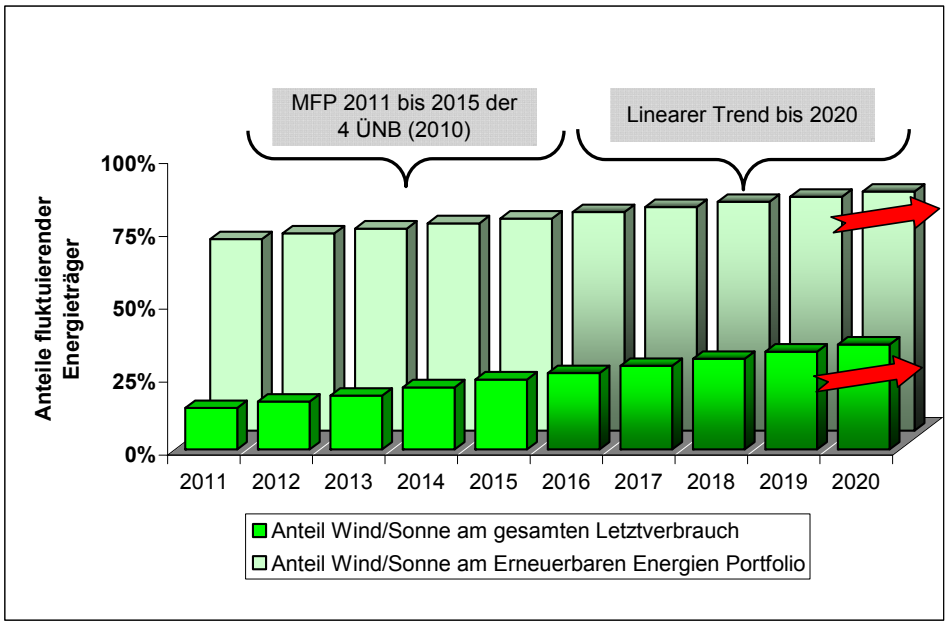


Abb. 2: Anteile fluktuierender Energieträger am EE-Portfolio und am gesamten Letztverbrauch – 2010 bis 2020[36]

Um den wachsenden Stromanteil der schwankenden Energieträger Wind und Sonne zu verdeutlichen, wurde in Abb. 2, auf Basis der Mittelfristprognose 2011 bis 2015 der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), ein linearer Trend bis 2020 fortgeschrieben. Danach erhöht sich der Anteil der fluktuierenden Energiequellen an der Stromerzeugung bis 2020 auf 36 Prozent am gesamten Letztverbrauch und auf ca. 82 Prozent[37] am gesamten EE-Portfolio. Das ist umso problematischer, da diese Energie zum einen nicht gleichmäßig planbar zur Verfügung steht und andererseits Abb. 2 nur den Gesamtanteil am Letztverbraucherabsatz in Deutschland aufzeigt. Die Verteilung dieser gesamten regenerativen EE-Erzeugungskapazitäten veranschaulicht die nachfolgende Abb. 3 am Beispiel der Windenergie.

---

[36] Vgl. 50hertz, amprion, EnBW, TenneT (2010a), S. 2 und 5 sowie Anhang 2.

[37] Die Anteile wurden mittels der linearen Trendfunktion auf Basis der Mittelfristprognose (MFP) 2011 bis 2015 der vier ÜNB in MS Excel berechnet. Vgl. Anhang 2.

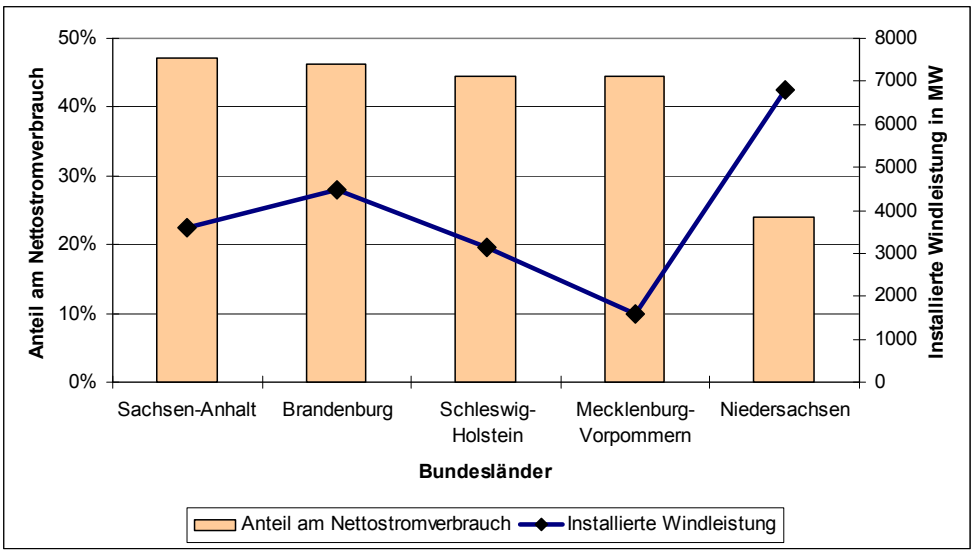


Abb. 3: Anteile der installierten Windleistung am Nettostromverbrauch zum 30.06.2011 – Top fünf Bundesländer[38]

Wie aus Abb. 3 zu entnehmen ist, besteht eine Konzentration von Erzeugungskapazitäten aus Windenergieanlagen in den nord- bzw. nordostdeutschen Regionen. Gerade in den Küstengebieten treffen günstige meteorologische Verhältnisse mit geringen Stromverbrauchszahlen aufeinander.[39] Viele dieser Regionen haben die Gemeinsamkeit, dass eine negative Bevölkerungsentwicklung, eine tendenzielle Verlagerung von Industriestandorten sowie ein Wegfall von zentralen Erzeugungsanlagen zu beobachten sind. Gleichzeitig findet jedoch eine hohe und wachsende dezentrale Einspeisung aus regenerativen Energiequellen statt, wodurch sich die Problematik der Netzintegration noch verschärft.[40]

2.3 Anreizsysteme für eine Weiterentwicklung Erneuerbarer Energien

Die bisherigen Investitionen in Erneuerbare Energien wurden durch die folgenden Grundpfeiler[41] des EEG befördert.

- Die vorrangige Abnahme Erneuerbarer Energien gegenüber Strom aus konventionellen Energieträgern.

---

38 Vgl. Ender (2011), S. 44-45.

39 Vgl. Ender (2011), S. 45.

40 Vgl. Matthes (2011), S. 7.

41 Vgl. Bundesregierung (2011), S. 4.

- Eine kostendeckende und technologiedifferenzierte Vergütung und Umlage der entstehenden Kosten.[42]
- Die Verpflichtung zum Netzanschluss bzw. Netzausbau.

An diesen Grundprinzipien des EEG wird mit der EEG-Novelle 2012 nach wie vor festgehalten.[43] Ein Problem ist jedoch, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien unabhängig von der regionalen Nachfragesituation stattfindet[44] und der erforderliche Netzausbau zum Abtransport dieser Strommengen mit dem Ausbau-Tempo aktuell nicht Schritt hält.[45] Deshalb wird es notwendig, dass die Erneuerbaren Energien zukünftig einen Beitrag zur Markt-, Netz- und Systemintegration leisten.[46] Dies wird durch die Novellierung des EEG 2012 durch verschiedene Anreize und Instrumente gefördert. Neben zwei neuen Förderpfaden im Rahmen der Direktvermarktung[47] sieht das neue EEG 2012 auch eine Erweiterung der Einspeisemanagement-Regelung vor, indem Photovoltaik (PV)-Anlagen mit einer installierten Leistung unterhalb der 100 Kilowatt-Grenze am Netzverknüpfungspunkt[48] abgeregelt werden dürfen.

Ferner ist zu beachten, dass bei der Förderung der verschiedenen erneuerbaren Energien das Ziel verfolgt wird, einerseits eine kostendeckende Vergütung zu gewährleisten und anderseits Überförderungen zu vermeiden.[49] Die moderaten Ver-

---

42 Durch die über 20 Jahre gesetzlich garantierte Einspeisevergütung in Verbindung mit einer Abnahmegarantie bestehen für Investoren auf der Erlösseite einer Investition relativ verlässliche Rahmenbedingungen. Zudem wird der Strom, der aufgrund von EMM nicht produziert werden konnte, ebenfalls adäquat vergütet.

43 Vgl. BMU (2011c), S. 1.

44 Das Ungleichgewicht zwischen theoretischem Stromangebot aus regenerativen Quellen (im Extremfall in Höhe der vollen installierten Leistung) und der Lastsituation in Nord- und Nordostdeutschland geht aus Abb. 6 hervor.

45 Ein Beispiel für langwierige Genehmigungsverfahren ist der seit 2006 geplante Neubau der 110-kV-Leitung Breklum/Flensburg. Nach veröffentlichten Informationen der E.ON Netz soll diese im Herbst 2011 in Betrieb gehen. Vgl. E.ON Netz (2011a) und E.ON Netz (2011b).

46 Vgl. BMU (2011c), S. 1.

47 Die Direktvermarktung bezeichnet die Option für Anlagenbetreiber, anstelle der garantierten EEG-Vergütung, temporär oder dauerhaft den Strom an dritte stromaufnehmende Unternehmen zu vermarkten. Im EEG 2012 sind die Direktvermarktungsformen Formen „Marktprämie“ und „Grünstromprivileg“ neu hinzugekommen. Vgl. EEG 2012, § 33a bis f.

48 Details hierzu sind in Gliederungspunkt 3 aufgeführt.

49 Vgl. BMU (2011c), S. 4.

gütungssatzdegressionen sollen dabei einen Anreiz zur technologischen Weiterentwicklung (z. B. Steigerung der Wirkungsgrade[50]) darstellen.

Neben diesen wirtschaftlichen Kriterien können ethische Komponenten bei Beteiligungen an Erneuerbaren-Energien-Projekten eine weitere Rolle spielen. Finanzielle Engagements in umweltschonende nachhaltige Investments führen zumindest manchmal dazu, dass Investitionsentscheidungen häufig nicht nur nach Renditeaspekten getroffen werden.[51]

2.4 Einzel- und gesamtwirtschaftliche Bedeutung Erneuerbarer Energien

Der Ausbau von Erneuerbaren Energien ist nicht nur nach positiven ökologischen Auswirkungen zu beurteilen, sondern eröffnet auch Chancen, in ökonomischer Hinsicht – gesamtgesellschaftlich bzw. als Einzelner – zu profitieren. Dies sollen einige ausgewählte Eckdaten belegen:[52]

Auf nationaler Ebene hat die deutsche Erneuerbare-Energien-Branche

- rund 370.000 Menschen beschäftigt,
- über 20 Prozent des deutschen Stromverbrauchs[53] abgedeckt und
- 2010 eine CO_2-Einsparung in Höhe von ca. 120 Mio. Tonnen bewirkt.

Im internationalen Vergleich ist der deutsche Erneuerbare-Energien-Sektor nach wie vor führend, was die folgenden Zahlen untermauern:

- 2008 wurden Anlagen und Technik mit einem Volumen von ca. 12 Mrd. Euro exportiert.
- Deutschland ist weltweit Spitzenreiter bei der installierten Leistung von PV-Anlagen und auf dem zweiten 2. Platz bei Windenergieanlagen.

Auch für die Zukunft ist die Branche zuversichtlich. Im Falle verhaltener Exportannahmen liegt die Bruttobeschäftigung 2020 bei 480.000 bzw. 530.000 im Jahr

---

50 Der Wirkungsgrad als Verhältnis zwischen Output (nutzbare Energie) zu Input (eingesetzte Energie) sollte durch den technologischen Fortschritt steigen.

51 Zur Vielzahl von Gründen für die Förderung und Investition in Erneuerbare Energien vgl. Agentur für Erneuerbare Energien (2011).

52 Vgl. Agentur für Erneuerbare Energien (2011).

53 Vgl. BMU (2011b).

2030. Optimistischere Annahmen bezüglich des Exports führen zu einer zusätzlichen Beschäftigung von 100.000 Personen, so dass die Bruttobeschäftigung 2030 deutlich über 600.000 betragen kann.[54] Die jahrelang erfolgreiche Entwicklung der Technologien auf dem Heimatmarkt auf Grundlage des deutschen Fördersystems[55] gilt als entscheidend dafür, dass sich Deutschland zu einem weltweiten Technologieführer entwickelt hat.

Die Kosten für die Energiewende tragen hauptsächlich die Konsumenten im Rahmen des EEG-Umlagesystems.[56] Zumindest in der Übergangszeit sind bis zu einem vollständigen Umstieg höhere reale[57] Stromkosten zu erwarten.[58] Auf längere Sicht jedoch werden nach Ansicht von Experten die Kosten einer regenerativen Vollversorgung aufgrund steigender Brennstoffkosten und der Kosten für Emmissionszertifikate unter den Kosten eines CO_2-armen, konventionellen Energiemix liegen.[59]

Bis jedoch diese sehr langfristigen und wünschenswerten Ziele erreicht werden können, ist zu berücksichtigen, dass der Umbau des Energiesystems[60] langer Planungs- und Umsetzungszeiten bedarf. Für die Übergangszeit gelten insofern Maßnahmen zur Leistungsreduzierung von EE-Anlagen als Übergangslösung als unvermeidlich und vor dem Hintergrund zunehmender EE-Kapazitäten hinsichtlich der Häufigkeit und durchschnittlichen Einsatzdauer als tendenziell steigend.[61]

---

54 Vgl. BMU (2011d), S. 37.

55 Vgl. Gliederungspunkt 2.3.

56 Zu näheren Informationen zum EEG-Umlagesystem vgl. TenneT TSO (2011).

57 Das heißt, es sind Strompreissteigerungen zu erwarten, die über der Inflationsrate liegen, womit Kaufkraftverluste verbunden sind.

58 Vgl. Holm-Müller (2011), S. 26-27 und vgl. hierzu auch Ismar (2011), S. 26.

59 Vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011), S. 259. und vgl. hierzu auch Holm-Müller (2011), S. 27.

60 Dazu zählen beispielsweise der Ausbau der Netzinfrastruktur, die Schaffung von Speichertechnologien und der Aufbau eines flexiblen CO_2-neutralen Kraftwerkparks.

61 Vgl. Ecofys (2011b), S. 5.

3 Einspeisemanagement-Regelungen zur Vermeidung von Netz-Überlastungen

3.1 Systembedingte Hintergründe des EEG-Einspeisemanagements

Das derzeitige Energieversorgungssystem ist für sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien an der Stromversorgung nicht ausgelegt.[62] Gerade in meteorologisch günstigen Regionen[63], aber auch in den (nord)östlichen Bundesländern mit hohen Einspeisevolumina aus regenerativen Energiequellen,[64] sorgt der ungebrochen anhaltende Zubau regenerativer Erzeugungskapazitäten in steigendem Umfang dazu, dass das Energieangebot nicht vollständig in die Netze integrierbar ist. Insbesondere die von der Natur vorgegebenen Fluktuationen von Wind- und Sonnenenergie[65] können lokal zu großen Schwankungen in der Elektrizitätserzeugung führen.[66] So besteht beispielsweise bei Starkwind die Gefahr, dass – ohne leistungsreduzierende Eingriffe der Netzbetreiber – in bestimmten Netzabschnitten Überlastungssituationen eintreten, woraus Versorgungsausfälle resultieren können.

Um diese kritischen Netzzustände abzuwenden, haben Netzbetreiber mit dem Einspeisemanagement im Bedarfsfall die Möglichkeit, bzw. im Sinne der Versorgungssicherheit die Verpflichtung, die Einspeiseleistung der Anlagen solange abzusenken, bis der Netzengpass beseitigt ist. Das Einspeisemanagement ist diesbezüglich als kurz- bis mittelfristige Übergangslösung gedacht, bis der erforderliche Netzausbau in den betroffenen Regionen sowie der Ausbau von Speicherungsmöglichkeiten abgeschlossen ist.

Letztlich leisten die Entschädigungsansprüche aufgrund von Einspeisemanagement einen Beitrag zur Minimierung des Ertragsausfallrisikos bei Anlagenbetreibern. Somit können zumindest finanzielle Motive als Hinderungsgrund für einen

---

62 Bundesregierung (2011), S. 5.

63 Den Anteil der Windenergie am Nettostromverbrauch der maßgeblich betroffenen Bundesländer verdeutlicht Abb. 3.

64 In diesen Bundesländern ist insbesondere ein hoher Zubau von Photovoltaik-Leistung zu erwarten. Vgl. Matthes (2011), S. 11 und vgl. Behnke (2011), S. 2-3.

65 Bezüglich der Anteile der Wind- und Sonnenergie am EE-Portfolio bzw. Gesamtenergieverbrauch vgl. Abb. 2.

66 Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011), S. 215.

weiteren Anschluss dezentraler regenerativer Erzeugungsanlagen weitestgehend ausgeschlossen werden.

3.2 Rechtlicher Rahmen für Entschädigungszahlungen aufgrund von Einspeisemanagement

Mit dem Inkrafttreten des EEG 2009 sind die juristischen Rahmenbedingungen für die Anwendung des Einspeisemanagements in Kombination mit einem Entschädigungsanspruch der Anlagenbetreiber geregelt worden. Danach sind Netzbetreiber ausnahmsweise dazu berechtigt, die angeschlossenen EE-Anlagen mit mehr als 100 kW Nennleistung[67] zu regeln, wenn andernfalls ein Netzengpass droht.[68] In § 6 EEG „Technische Vorgaben" ist definiert, unter welchen Bedingungen Anlagenbetreiber am Einspeisemanagement teilnehmen müssen und welche technischen Voraussetzungen sie dabei zu erfüllen haben.[69] Die weiteren wesentlichen rechtlichen Gesichtspunkte sind in §§ 11 und 12 EEG beschrieben und können wie folgt zusammengefasst werden[70]:

§ 11 Einspeisemanagement

Netzbetreiber sind unbeschadet ihrer Pflicht zum Netzausbau[71] dazu verpflichtet, an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK)-Anlagen zu regeln, soweit

1. andernfalls im jeweiligen Netzbereich, einschließlich des vorgelagerten Netzes, ein Netzengpass entstünde,

---

67 Im Sinne des § 6 EEG 2009 unterliegen grundsätzlich alle EEG- und KWK-Anlagen mit einer Leistung von über 100 Kilowatt dem Einspeisemanagement. Eine begründbare Ausnahme hiervon bilden bis 31.12.2011 PV-Anlagen. Zu weiteren Sonder- sowie Rangfolgeregelungen vgl. Gliederungspunkt 6.2.1, BNetzA (2011a), S. 4-11 und Matthes (2011), S. 26-33. Zu den speziellen Regelungen für PV-Anlagen vgl. EEG 2012, § 6 Abs. 1 und 2 sowie Gliederungspunkt 7.2.4.

68 Vgl. Neddermann (2011), S. 52.

69 Zu detaillierten Ausführungen bezüglich der Wahl technischer Einrichtungen in Anlehnung an § 6 EEG vgl. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)/Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) (2009).

70 EEG 2009 und 2012 (2011), §§ 11 und 12.

71 Netzbetreiber sind stets dazu verpflichtet, die Netzkapazität so zu optimieren, dass die Abnahme bzw. Verteilung des eingespeisten Stroms aus Erneuerbaren Energien sichergestellt ist. Vgl. EEG 2009 und EEG 2012, § 9.

2. der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird und
3. die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen wurden.

Gemäß § 11 Abs. (2) und (3) EEG 2012 sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, die Betroffenen über den Zeitpunkt, den Umfang, die Dauer und die Gründe – sofern planbar – einen Tag im Voraus als auch in jedem Fall im Nachgang der Maßnahme zu informieren.

§ 12 Härtefallregelung

1. Wird die Einspeisung von Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung aufgrund eines Netzengpasses im Sinne von § 11 Absatz 1 reduziert, sind die von der Maßnahme betroffenen Betreiberinnen und Betreiber, abweichend von § 13 Absatz 4[72] des Energiewirtschaftsgesetzes, für 95 Prozent[73] der entgangenen Einnahmen, zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen, zu entschädigen. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache[74] für die Regelung nach § 11 liegt, hat die Kosten der Entschädigung zu tragen.

---

72 Vgl. BNetzA (2011a), S. 5.

73 Da nach dem EEG 2009 mit Geltung bis zum 31.12.2011 die vollen entgangenen Ausfallentschädigungen zu vergüten sind, berücksichtigen die ab Gliederungspunkt 6 aufgeführten Formeln die 95 Prozent Regelung noch nicht. Dies stellt aber insofern kein Problem dar, als lediglich der Endbetrag der Ausfallentschädigung ab 2012 mit dem Faktor 0,95 zu multiplizieren ist.

74 Zur Beseitigung eines Netzengpasses in höheren Netzebenen, z. B. 380/220 kV oder 110-kV, kann es aufgrund von hohen Einspeisungen aus der nachgelagerten Netzebene erforderlich sein, dass auch Anlagen abgeregelt werden, die nicht direkt am Netz des Netzbetreibers angeschlossen sind, welche den Netzengpass haben. Nach der gesetzlichen Regelung ist bis 31.12.2011 der verursachende Netzbetreiber entschädigungspflichtig, während mit der EEG-Novelle 2012 eine gesamtschuldnerische Haftung des Anschluss- und des auslösenden Netzbetreibers gegenüber den betroffenen Anlagenbetreibern besteht. Vgl. EEG 2009, § 12 Abs. 1 und EEG 2012, § 12 Abs. 1.

2. Der Netzbetreiber kann die Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte nach Absatz 1 in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat.[75]

Konkrete Regelungen zur Berechnung der Ausfallentschädigungen sowie zur Nachweisführung sind bislang für Windenergieanlagen durch den BNetzA-Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement vorgegeben. Weitere Richtlinien, welche unter anderem für die Energieträger Sonne und Biomasse gelten, sind nur vereinzelt bei Netzbetreibern vorzufinden.[76]

3.3 Funktionsweise und technische Anforderungen des Einspeisemanagements

Wie aus Abb. 4 zu entnehmen ist, liegt der Auslöser einer EMM in einem steigenden Primärenergieträgereinfluss. Im aktuellen Marktstandard ist vorgesehen, dass Netzbetreiber die elektrische Wirkleistung von Anlagen auf 60-, 30- und Null-Prozent ihrer am Netzanschlusspunkt installierten Leistung im Bedarfsfall herunterfahren können.[77] Die am Einspeisemanagement teilnehmenden Anlagen werden bei einer Überlastung des Netzes in einer Netzregion durch ein Reduktionssignal zur Absenkung ihrer Einspeiseleistung aufgefordert. Die Abregelung selbst erfolgt im Regelfall über einen ferngesteuerten Zugriff, während die tatsächliche Leistungsreduktion in der Netzleitstelle des jeweiligen Netzbetreibers kontrolliert wird.

---

75 Zu weiteren allgemeinverbindlichen sowie detaillierteren Regelungen zur Berechnung der Entschädigungszahlung sowie zu Fragen zur Abschaltreihenfolge bei Netzengpässen vgl. BNetzA (2011a), S. 4-9.

76 Vgl. hierzu Gliederungspunkt 4.2 sowie die im Internet veröffentlichten Richtlinien der E.ON Netz (2010a), der E.ON Edis (2010a) oder der E.ON Avacon (2011). Die envia Verteilnetz GmbH bspw. beschreibt lediglich technische Mindestanforderungen zum Einspeisemanagement. Vgl. EnviaM Verteilnetz GmbH (2009), S. 2.

77 Vgl. BDEW (2009), S. 20-21.

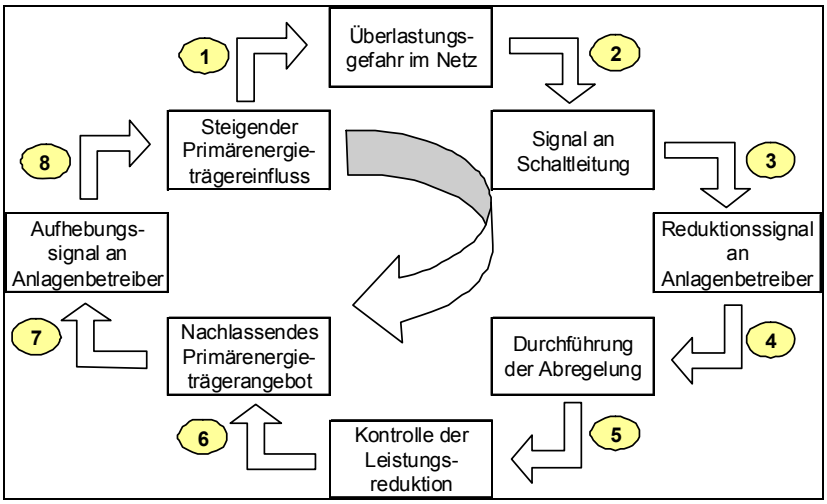


Abb. 4: Regelkreis Einspeisemanagement

Sobald, bspw. bei nachlassendem Wind, die kritische Netzsituation beendet ist, zeigt ein Signal den Anlagen an, dass die Einspeisung wieder in vollem Umfang möglich ist.[78] Um sicherzustellen, dass die insgesamt größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird,[79] müssen Netzbetreiber zu jedem Zeitpunkt den Einfluss der auf den Engpass wirkenden Anlagen in aggregierter Form, i. d. R. am Netzanschlusspunkt bzw. Umspannwerk, kennen.[80] Anlagen bzw. Umspannwerke werden zu diesem Zweck nach den Kriterien ihres jeweiligen Einflusses auf einen Engpass zu Einspeisemanagement-Regionen zusammengefasst.[81] Anlagen mit dem stärksten Effekt sind entsprechend der Erreichung des volkswirtschaftlichen Optimums[82] zuerst in ihrer Einspeiseleistung zu drosseln.[83] Konventionelle Anlagen sind zwar vorran-

---

78 Vgl. E.ON Netz (2011c).

79 Vgl. hierzu Gliederungspunkt 3.2.

80 Vgl. EEG 2012 § 12 Abs. 1 Nr. 3.

81 Zur regionalen Organisationsstruktur des Einspeisemanagements von der Netzregion bis zur Veröffentlichung der Einspeisemanagement-Berichte vgl. Anhang 4. Die Schaltmaßnahme gilt grundsätzlich für alle unterhalb der EisMan Region liegenden Umspannwerks- bzw. Anlagenbetreiber. Innerhalb eines Umspannwerks können sich wiederum einer oder mehrere Netzanschlusspunkte befinden. Noch eine Ebene tiefer sind dann die eigentlichen Anspruchsteller vorzufinden.

82 Vgl. BNetzA (2011a), S. 5.

83 Netzbetreiber fassen ein oder mehrere Umspannwerke in räumlicher Nähe, welche ungefähr demselben Einfluss auf einen potenziellen Engpass ausüben, zu Einspeisemanagement-Regionen zusammen. Vgl. E.ON Netz (2011d) sowie Anhang 4.

gig, allerdings nur bis zum netztechnisch erforderlichen Minimum, zu reduzieren.[84] Die geplante Durchführung einer EMM ist spätestens am Vortag bekannt zu geben. Nach Abschluss der EMM sind die Einsatzdaten mit genauer Regionsbezeichnung sowie Beginn und Ende der Maßnahme zu veröffentlichen.[85]

Anlagenbetreiber haben hingegen zu garantieren, dass die vom Netzbetreiber vorgegebenen Reduktionsstufen technisch umgesetzt werden können.[86] Bis 31.12.2011 waren nach der Auffassung der EEG-Clearingstelle sowohl betriebliche[87] als auch technische Lösungen zulässig.[88] Letztere ermöglichen Netzbetreibern eine automatisierte Abregelung der Anlagen mittels Rundsteuerempfängern oder Fernwirkanlagen, die am Netzverknüpfungspunkt installiert sind. Dabei ist seitens der Anlagenbetreiber sicherzustellen,[89] dass die Befehle vom Rundsteuerempfänger bzw. der Fernwirkanlage an jede Erzeugungsanlage übermittelt werden, damit die Leistungsreduktion auch wie gefordert umgesetzt werden kann.[90]

3.4 Volks- und betriebswirtschaftliche Folgen des Einspeisemanagements

Seit 01.01.2009 sind durch Einspeisemanagement bedingte Ertragsausfälle von den auslösenden Netzbetreibern[91] zu entschädigen. Die ausbezahlten Entschädigungen legen vom Engpass betroffene und zur Auszahlung verpflichtete Netz-

---

84 Vgl. E.ON Netz (2010b), S. 1.

85 Vgl. Anhang 4 für einen in der Praxis veröffentlichten Einsatzbericht sowie EEG 2012, § 11 Abs. 2 und 3 zu den Veröffentlichungspflichten.

86 Sollten stufenweise Regelungen aufgrund veralteter Anlagentechnik nicht umsetzbar sein oder unzumutbare wirtschaftliche oder ökologische Folgeschäden nach sich ziehen, sind Ausnahmeregelungen bei einer entsprechenden Nachweisführung zulässig. Vgl. Gliederungspunkt 6.2.2.

87 Laut EEG 2012, § 6 Abs. 1 und 2, ist die betriebliche Lösung (= selbstständige Durchführung der Abregelung durch die Anlagenbetreiber) ab 01.01.2012 nicht mehr gestattet.

88 Vgl. EEG-Clearingstelle (2010), S. 1-3.

89 Nähere Informationen zur technischen Umsetzung sind auf den Internetseiten der Netzbetreiber abrufbar. Vgl. bspw. E.ON Edis AG (2010b), EWE-Netz (2011) oder Envia (2009).

90 Vgl. Thomas (2011), S. 103.

91 Die Anspruchsgrundlage muss sich dabei entweder aus dem § 11 Abs. 1 i. V. m. § 12 EEG oder aufgrund vertraglich vereinbarter Regelungsmaßnahmen nach § 8 Abs. 3 (freiwillige Abschaltvereinbarung) i. V. m. § 15 EEG ergeben.

betreiber im Rahmen der Netzentgeltkalkulation auf die Netzkunden um.[92] Diese unmittelbaren finanzwirtschaftlichen Auswirkungen sind vor dem Hintergrund der Energiewende systemimmanent[93] und hinsichtlich der Erreichung ambitionierter EE-Ausbauziele nahezu unabwendbar. Zudem ist festzustellen, dass die zur Integration der Erneuerbaren Energien erforderlichen Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen ebenfalls Kosten verursachen, welche in Form höherer Netzentgelte an die Konsumenten weitergereicht werden.

Über finanzwirtschaftliche Aspekte hinaus sollte beachtet werden, dass der ökologisch motivierte Umbau des Energieversorgungssystems langfristig nur dann sinnvoll zu gestalten ist, wenn die produzierten Strommengen von den Gebieten mit hohen EE-Einspeisemengen in die Verbrauchszentren transportiert werden können.

Aus der betriebswirtschaftlichen Sicht der Anlagen- und Netzbetreiber hat § 12 EEG „Härtefallregelung“ die Funktion, Anlagen- und Netzbetreiber so zu stellen, dass sie keine wesentlichen finanziellen Nachteile durch Ertragsausfälle aufgrund EMM erleiden müssen. Die einzelwirtschaftliche Perspektive der Netzbetreiber ist in Anlehnung an Gliederungspunkt 4.3 insofern relevant, als dass laufende EMM-bedingte Auszahlungen der Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber erst zwei Jahre nach dem Liquiditätsabfluss im Rahmen der Netzentgelte sozialisiert werden können.[94] Neben Vorfinanzierungskosten und Wälzungsrisiken über die Anerkennungsfähigkeit der Kosten fallen bei Netzbetreibern Kosten für die technische

---

92 Bei den Netzkunden handelt es sich je nach Betrachtung der Netzebene entweder um direkt angeschlossene Endkunden wie Endverbraucher bzw. Geschäfts- und Industriekunden oder um am jeweiligen Netz nachgelagerte Netzbetreiber, welche ihrerseits die Aufwendungen an deren Kunden weitergeben.

93 Vgl. Gliederungspunkt 3.1.

94 Gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV ist für nicht beeinflussbare Kostenbestandteile – zu welchen Entschädigungszahlungen aufgrund § 12 EEG grundsätzlich zählen – zum Zwecke einer Anpassung der Erlösobergrenze auf die jeweils im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten abzustellen. Die Grundidee der Anreizregulierung besteht darin, Kosten- und Erlössituation zeitlich voneinander loszulösen. Unternehmen sollen damit notwendige Freiräume haben, die Kostensituation so zu steuern, um Effizienzpotenziale heben zu können. Vgl. Meinzenbach (2009), S. 12.

Ausstattung der Leitzentralen an sowie administrative Aufwendungen für Netzführung, -überwachung, Rechnungsbuchung und -prüfung.[95]

Die wirtschaftlichen Auswirkungen der Anlagenbetreiber sind hinsichtlich der entgangenen Einspeisevergütungen zumindest bis 31.12.2011 als neutral anzusehen. Ab 01.01.2012 sind jedoch nur noch 95 Prozent der ausgefallenen Strommengen im Rahmen der Entschädigungszahlungen ansetzbar.[96] Dafür sind im Rahmen der EEG-Novelle 2012 Entschädigungen von zusätzlichen Aufwendungen explizit aufgeführt.[97] Ob administrative Aufwendungen der Anlagenbetreiber unter diesen Punkt fallen, bedarf noch einiger Diskussionen bzw. Klarstellungen auf Verbandsebene oder von juristischer Seite. In jedem Fall hat der Anlagenbetreiber die Kosten für die Nachrüstung von fernsteuerbaren Regelungseinrichtungen zu tragen.[98]

---

[95] Diese zusätzlichen administrativen Aufwendungen stellen keine im Rahmen der Netzentgelte dauerhaft unbeeinflussbaren Kosten (im Ggs. zu den direkten Auszahlungen) dar. Das ist ein Beispiel dafür, dass Netzbetreiber mit hohen regionalen EEG/KWK-G Einspeisungen bei niedrigen Lasten im Stromnetz überproportional stark belastet sind. Zu beachten ist jedoch, dass Netzbetreiber bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe im Laufe der Regulierungsperiode die Möglichkeit haben, hohe EE-bedingte Netzbelastungen im Rahmen der Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Vgl. BNetzA (2011b), S. 1.

[96] Sollte die Höhe der Entschädigungen in einem Jahr über einem Prozent der Einnahmen eines Jahres liegen, dürfen ab diesem Zeitpunkt 100 % verrechnet werden. Vgl. hierzu EEG 2012, § 12 Abs. 1. Im Rahmen einer weiteren Gesetzesanpassung im Laufe des Jahres 2012 wurde die 95 Prozent Regelung dahingehend geändert, dass die hier beschriebene 95 Prozent Regelung nur für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 01.01.2012 gilt. Für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum vor 2012 gilt die 95 Prozent Regelung nur bis 30.06.2012. Vgl. § 66 Nr. 5 a) EEG 2012 - zuletzt geändert durch Gesetz vom 17.08.2012.

[97] Vgl. EEG 2009 und EEG 2012, § 12.

[98] Vgl. EEG 2009 und EEG 2012, § 6.

4 Erfordernis einheitlicher Marktregeln für Entschädigungszahlungen

4.1 Darstellung der quantitativen Entschädigungssituation

Für Fakten zum EMM sind nur wenige Datenquellen verfügbar. Lediglich für das Jahr 2009 liegen komplette Daten vor, allerdings in stark komprimierter Form.[99] Insofern kann für Prognosen der Folgejahre nur auf einige veröffentlichte und noch unvollständige Daten zurückgegriffen werden.

Anhang 3 ist zu entnehmen, dass im Jahr 2009 rund 90 Prozent aller Entschädigungszahlungen in Deutschland (5,5 Mio. € von 6,1 Mio. €) aufgrund von EMM auf die E.ON Netz GmbH entfielen. Von diesen 90 Prozent ist mit wiederum ca. 94 Prozent (5,15 Mio. € von 5,5 Mio. €) das Netzgebiet „Schleswig-Holstein" (SH) betroffen. Aufgrund der Dominanz dieses Netzgebiets und angesichts der Tatsache, dass für dieses Bundesland relativ detaillierte Informationen vorliegen, werden die monetären Entwicklungen für diese Region prognostiziert. Rückschlüsse auf andere Gebiete lassen sich indes hierdurch kaum ziehen. Zu konkreteren Einspeisemanagementprognosen bedarf es der Betrachtung mehrerer Parameter, die einen Einfluss auf die Entwicklung von EMM nehmen können. Zunächst müssten auf Basis der installierten Leistungen und regionalen Zubauprognosen mehrere Szenarien entwickelt werden, wie sich, unter Berücksichtigung des zeitlichen Primärenergieträgereinflusses und des erwarteten zeitlichen Lastverlaufs im Stromnetz, die zukünftige voraussichtliche Kapazitätsauslastung im Netz zeigt. Netzentlastende Effekte wie Netzausbau, -verstärkung und -optimierung sind zusätzlich in die Berechnung einzubeziehen. Dazu bedarf es einer eigenen Studie, welche den Rahmen dieser Untersuchung sprengen würde.

Die in Anhang 3 auf vereinfachten Annahmen basierende Prognose für Entschädigungszahlungen im Jahr 2012 für das Netzgebiet Schleswig-Holstein sagt aus, dass bei einer Steigerung der installierten Leistung sich c.p.[100] die Anzahl der

---

[99] Vgl. BNetzA (2010), S. 29.

[100] Unter sonst gleichen Bedingungen. Diese sind gleichbleibende Windverhältnisse, eine konstante Netzkapazität sowie eine identische Stromnachfrage.

EMM vervielfacht. Dies kann einerseits rechnerisch anhand der Entwicklung zwischen Zubau des Vorjahres und EMM des Folgejahres zwischen 2009 bis 2011[101] nachvollzogen werden. Andererseits lässt sich dieser Zusammenhang auch intuitiv erklären, da bei steigenden Erzeugungskapazitäten c. p. schon geringere Windgeschwindigkeiten ausreichen, bis die maximale Belastbarkeit des Netzes erreicht wird. Daraus folgt, dass EMM häufiger auftreten und länger andauern.

Weiterhin ist für die Betrachtung wichtig, dass EMM bis zum heutigen Zeitpunkt fast ausschließlich aufgrund hoher Windspitzen stattfinden. Die Entwicklung der Entschädigungszahlungen wird somit in einen Zusammenhang mit der Veränderung der installierten Windleistung gestellt, was aus Anhang 3 tabellarisch und aus der folgenden Abb. 5 hervorgeht:

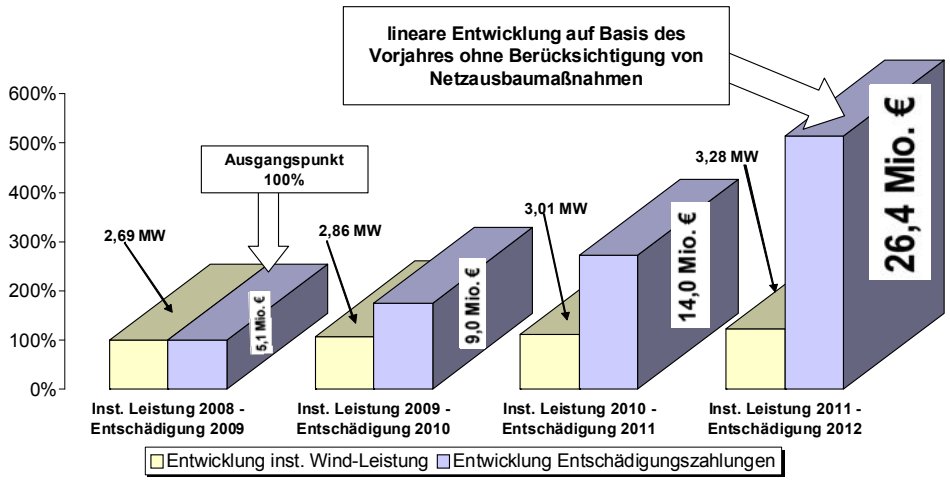


Abb. 5: Entwicklung Entschädigungszahlungen im Netzbereich Schleswig-Holstein – Ist und Prognose 2009 bis 2012[102]

Abb. 5 zeigt zwar nur eine Einspeisemanagementprognose aufgrund verfügbarer Ist- und Plan-Daten für das Netzgebiet Schleswig Holstein auf. Allerdings ist der Anteil dieses Bundeslandes an den gesamten Einspeisemanagement-Maßnahmen

---

101 Vgl. Anhang 3.

102 Eigene Grafik in Bezug auf die Daten des Bundesverbands WindEnergie e.V. (BWE) und des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI). Vgl. BWE (2010) und Ender (2011), S. 44 für das 1. HJ 2011. Die Werte für 2011 gesamt wurden linear hochgerechnet. Die – bis zu einem erneuten Erreichen der Netzkapazitätsgrenzen – für Entlastung sorgende Stromleitung von Breklum nach Flensburg, die zum Jahresende 2011 den Probebetrieb aufgenommen hat, ist in diesen Zahlen nicht berücksichtigt.

in Deutschland momentan so hoch, dass alleine diese Entwicklung die zunehmende Brisanz seitens Netz- und Anlagenbetreiber aufzeigt.

Darüber hinaus ist in Zukunft davon auszugehen, dass durch den Zubau auch in weiteren Bundesländern die Netzkapazitätsgrenzen immer schneller und häufiger erreicht werden. Als Beispiel hierfür können die Prognosen der Fa. E.ON Edis und der Fa. EnviaM dienen, welche zu großen Teilen die Verteilnetze der Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern (MV), Brandenburg (BB), Sachsen-Anhalt (ST), Sachsen (SN) und Thüringen (TH) betreiben.

Nach Informationen der E.ON Edis beschränkte sich die Anzahl der EMM im Jahr 2009 auf 14 Einsätze, während im Jahr 2010 52 Einsätze und mit Stand September im Jahr 2011 bereits 122 Einsätze zu verzeichnen waren. Angesichts der weiteren EEG-Zubauprognosen und dem bereits jetzt bestehenden hohen Anteil der Stromerzeugung aus fluktuierenden EE am Nettostromverbrauch[103] kommt die Firma E.ON Edis im Jahr 2014 auf geschätzte 800 Einspeisemanagementeinsätze[104].

Zudem wird aus Abb. 6 deutlich, dass bereits zum heutigen Zeitpunkt die installierte regenerative Leistung den maximalen Leistungsbezug in den Bundesländern Niedersachsen (NI)[105] und Schleswig-Holstein sowie im Netzgebiet der E-ON Edis und der EnviaM übersteigt.

---

[103] Vgl. hierzu Abb. 3. und Abb. 4.

[104] Vgl. Behnke (2011), S. 7.

[105] In der Kennzahl „Maximaler Leistungsbezug“ für Niedersachsen in Abb. 6 ist nicht nur die Netzlast Niedersachsens enthalten, sondern auch Teile von Nordrhein-Westfalen und vor allem von Hessen. Die installierten Leistungen beziehen sich dagegen nur auf das Bundesland Niedersachsen. Das Verhältnis zwischen installierter Leistung und maximalem Leistungsbezug wäre bei isolierter Betrachtung der Netzlast für Niedersachsen (diese Zahlen liegen nicht vor) somit noch höher.

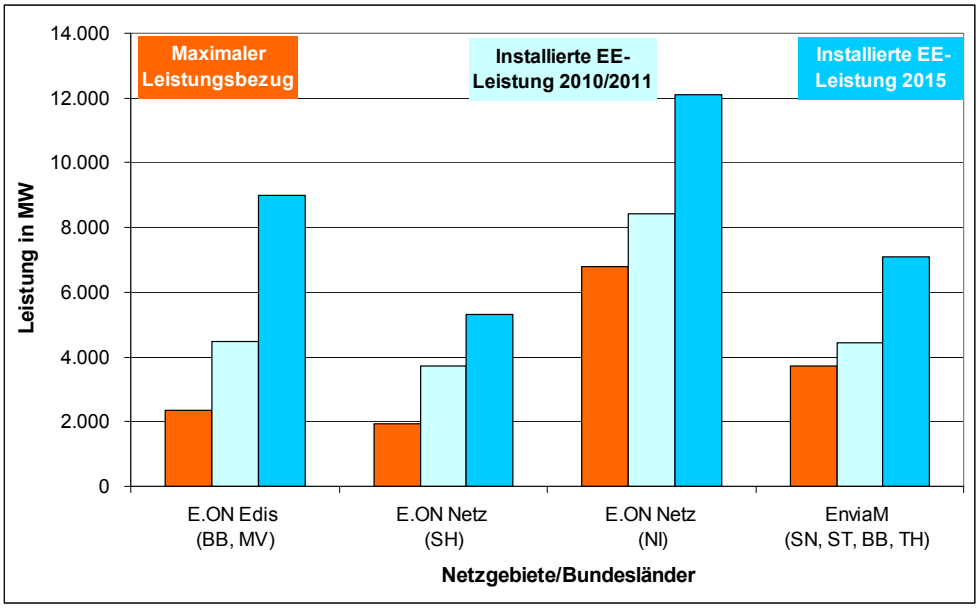


Abb. 6: Installierte regenerative Leistung vs. Leistungsbezug für 2010/11 und 2015[106]

In Abb. 6 wird die maximal mögliche Erzeugungsleistung aus regenerativen Energien dem höchsten Leistungsbezug eines Jahres im jeweiligen Netzgebiet gegenübergestellt. Diese Betrachtung zeigt auf, dass, sowohl im Netzgebiet der E.ON Edis als auch im Netzgebiet Schleswig-Holsteins der E.ON Netz, bereits zum heutigen Zeitpunkt rund 50 Prozent der installierten EEG-Anlagenleistung ausreichen, um den Spitzenwert der benötigten Netz-Leistung zu erreichen. Eine umgekehrte Betrachtung des Verhältnisses zwischen EE-Erzeugungskapazitäten und (konstanter) Netzlast verdeutlicht, dass in 2015 die installierte EEG-Leistung den maximalen Leistungswert der Fa. E.ON Edis um rd. 280 Prozent und im Netzgebiet Schleswig Holstein um ca. 180 Prozent überschreitet.[107] Erschwerend

---

[106] Zu den Daten der Fa. E.ON Edis vgl. Behnke (2011), S. 2-4 mit dem Stand 31.07.2011. Die beplanten EE-Kapazitäten sind nicht mit einer Jahreszahl versehen und wurden von daher als mögliche Erzeugungsleistung bis zum Jahr 2015 angenommen. Zu den Daten der Fa. E.ON Netz vgl. BDEW (2010), S. 19 für das Verhältnis zwischen Windenergie und sonstigen EE-Energieträgern auf Basis des Jahres 2009. Zu installierten Windenergieleistungen in SH und NI zum 30.06.2011 vgl. Ender (2011), S. 44. Zur Prognose der Windenergieleistung in SH und NI bis 2015 vgl. Anhang 1. Das Verhältnis zwischen Windenergie und restlichen EE-Formen wurde verwendet, um auf Basis der verfügbaren Ist- und Prognosezahlen 2010 und 2015 für Windenregie, die gesamte EE-Leistung für SH und NI linear hochzurechnen. Zu den Kennzahlen max. Leistungsbezug vgl. E.ON Netz (2011e). Zu den Daten der Fa. EnviaM vgl. Matthes (2011), S. 11.

[107] Das bedeutet im Umkehrschluss, dass rd. 26 % (E.ON Edis) bzw. rd. 36 % (E.ON Netz S-H) Strom aus regenerativen Quellen im Jahr 2015 ausreichen wird, um die Stromversorgung in

kommt hinzu, dass in diesen Daten nur der einmalige Höchstwert des Jahres berücksichtigt ist und eine Last-Veränderung aufgrund von Abwanderungstendenzen etwa von Großverbrauchern ebenfalls nicht Gegenstand dieser Betrachtung ist. Diese Effekte, sowie der Verzicht auf ein etwaig notwendiges netztechnisches Minimum an konventioneller Energie, würden die Schere zwischen vorhandenem und benötigtem Strom noch weiter öffnen.

Diese Zahlen und Hochrechnungen sollen verdeutlichen, dass EMM aufgrund von Netzausbauprozessen[108], die sich zum Teil über mehrere Jahre erstrecken, drastisch steigen werden. Dies betrifft insbesondere Regionen mit hohen EE-Einspeisungen im Vergleich zum Strombedarf[109].

4.2 Beschreibung der aktuellen Entschädigungspraxis

Die Zahlen in Abb. 5 illustrieren, dass Ertragsausfallentschädigungen ständig zunehmen. Im Jahr 2009 waren fast ausschließlich Windenergieanlagen von EMM betroffen.[110] Durch die verpflichtende, schrittweise Nachrüstung von Regelungsvorrichtungen sind allerdings seit 2010 vermehrte Abregelungen von Biomasse-Anlagen und seit 2011 auch von PV-Anlagen festzustellen.[111] Dies erklärt sich dadurch, dass grundsätzlich der gesamte Einfluss auf den Netzengpass für die Durchführung einer EMM entscheidend ist,[112] nicht die Fragestellung, durch welchen Energieträger die EMM maßgeblich ausgelöst wurde.

Das rechtliche Rahmenwerk für Entschädigungszahlungen bildet das EEG in Verbindung mit dem „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement“.[113] Letzterer ent-

---

Spitzenverbrauchszeiten komplett abzudecken. In abgeschwächter Form zeigt sich diese Problematik in Niedersachsen sowie im Netzgebiet der Fa. EnviaMNetz GmbH.

108 Zum langwierigen Genehmigungsprozess des Leitungsneubaus Breklum-Flensburg vgl. E.ON Netz (2011a) und E.ON Netz (2011b).

109 Vgl. Abb. 3, 5 und 6.

110 Lt. BNetzA entfielen 99,8 % aller EMM im Jahr 2009 auf WEA. Vgl. BNetzA (2010), S. 29.

111 Die an der Expertenbefragung beteiligten Biomasse- und PV-Anlagenbetreiber sind ein Ausschnitt von Unternehmen, welche seit 2010 bzw. 2011 am Einspeisemanagement teilnehmen.

112 Zu Ausnahmeregelungen vgl. Gliederungspunkt 6.2.2 und das EEG 2012, § 6 Abs. 2 sowie bspw. EnviaM, S. 26-33.

113 Vgl. hierzu Gliederungspunkt 3.

hält konkrete Ansätze zu den Berechnungsmethoden und der im Rahmen der Rechnungslegung zu führenden Nachweise. Diese Richtlinie beschreibt in ihrer aktuellen Fassung lediglich zwei optionale Entschädigungsverfahren für Windenergieanlagen. Für die anderen bislang entschädigungsrelevanten EE-Kategorien Biomasse- und PV-Anlagen [114] existieren teilweise netzbetreiberindividuelle Richtlinien, wobei sich die Verfahren der Netzbetreiber an den Veröffentlichungen der E.ON Netz GmbH orientieren.[115] Andere Netzbetreiber verweisen lediglich auf Mindestanforderungen, die im Rahmen einer Härtefallregelung für Entschädigungszahlungen (noch) zu definieren sind.[116] Erklärbar ist dies vor allem dadurch, dass bis zum heutigen Zeitpunkt vor allem die Küstenregionen von Einspeisemanagement betroffen sind. Da sie nur im Ausnahmefall betroffen waren, beschränken sich alle weiteren Netzbetreiber auf die erforderlichen technischen Mindestanforderungen, damit das Einspeisemanagement im Bedarfsfall auch angewendet werden kann.[117] Details zu Entschädigungsansätzen sind vielfach nicht erkennbar.[118]

4.3 Gründe für eine Vereinheitlichung von Entschädigungsregelungen für Netzbetreiber

Um die Anerkennung der Entschädigungszahlungen gegenüber der Regulierungsbehörde BNetzA sicherzustellen,[119] müssen Netzbetreiber die Auflagen des Gesetzgebers bzw. der Regulierungsbehörde erfüllen und diese auf Anforderung belegen können. Das gilt nicht nur für das systembedingte Erfordernis einer EMM

---

114 Photovoltaik-Anlagen fallen nach eindeutiger Gesetzeslage erst mit der EEG-Novelle 2012 unter das Einspeisemanagement. Sondervereinbarungen zwischen Netz- und Anlagenbetreibern zur freiwilligen Teilnahme am Einspeisemanagement sind hiervon unberührt.

115 Vgl. E.ON Netz (2010a), TenneT TSO (2010) und E.ON-Avacon (2011).

116 Vgl. EWE-Netz (2011).

117 Bezüglich der Nachrüstpflichten zur automatisierten Teilnahme am Einspeisemanagement für PV-Bestandsanlagen vgl. § 66 EEG 2012.

118 Vgl. Ecofys/Deutsche WindGuard/TU-Dortmund/izesgGmbH (2011), S. 15-16.

119 Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 Satz 2 EEG stellen dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten dar, im Sinne von § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV). Vgl. BNetzA (2011a), S. 19.

an sich,[120] sondern auch für die Höhe der ermittelten Ausfallentschädigungen. Eine vollständige, alle relevanten EE-Formen umfassende, systematische und standardisierte Vorgehensweise sowie rechtlich einwandfreie Regelung[121] zur Berechnung der Ausfallentschädigungen sollte von Netzbetreibern aus folgenden Gründen angestrebt werden:

- Netzbetreiber müssen gewährleisten, dass der gesetzlich festgelegte Rahmen der Entschädigungshöhe nicht überschritten wird, um Verbraucher vor ungerechtfertigten Mehrkosten zu schützen.[122]
- Bei Netzbetreibern besteht ein unternehmerisches Eigeninteresse, den Prozess „Prüfung von Einspeisemanagement-Rechnungen“ so effizient wie möglich zu gestalten.[123]
- Fehlende Vorgaben für die Verwendung einheitlicher Entschädigungsmethoden fördern Eigenlogiken[124] und individuelle Berechnungsverfahren bei den Betreibern. Für Netzbetreiber sind hiermit hohe administrative Aufwendungen durch laufende Einzellfallprüfungen verbunden.
- Durch fehlende Standards und Transparenz bezüglich der Berechnungsmethodik und der Nachweisführung besteht eine Unsicherheit, ob die Grundlagen zur Ermittlung der Ausfallentschädigung in den zahlreichen Einzelfällen gerechtfertigt sind und von der Regulierungsbehörde anerkannt werden.

---

120 Gemäß § 12 Abs 3 EEG 2009 und 2012 haben Netzbetreiber auf Verlangen der Betroffenen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorzulegen.

121 Vgl. hierzu Gliederungspunkt 3.1. sowie § 11 EEG 2009 und 2012. Detaillierte Ausführungen zur Abschaltreihenfolge sind dem Leitfaden der BNetzA (2011a), S. 4-8 zu entnehmen.

122 Vgl. BNetzA (2011a), S. 5.

123 Im Gegensatz zu den Auszahlungen nach § 12 EEG, welche nach heutiger Gesetzeslage grundsätzlich bei entsprechendem Nachweis der Erforderlichkeit dauerhaft unbeeinflussbare Kosten darstellen, vgl. hierzu Ecofys (2011a), S. 15, zählen die internen administrativen Kosten im Sinne der ARegV zu den beeinflussbaren Kosten. Dadurch besteht ein Anreiz, diese zu minimieren.

124 So bestehen insbesondere bei den volatilen EE-Formen Wind und Sonne eine Vielzahl von Optionen, die theoretische Ausfallarbeit zu berechnen. Vgl. hierzu Gliederungspunkt 7.

4.4 Gründe für eine harmonisierte Entschädigungsabwicklung aus Sicht der Anlagenbetreiber

Die in Kapitel 4.1 skizzierte quantitative Entschädigungssituation gibt Aufschluss über die steigende Zahl an EMM. Von daher sollten Anlagenbetreiber bestrebt sein, den Aufwand zur Berechnung adäquater Entschädigungen möglichst gering zu halten. Im Einzelnen sprechen hierfür die folgenden Gründe:

- Einheitliche, über einen längeren Zeitraum gültige, Berechnungsmethoden schaffen Klarheit über die genauen Anspruchsgrundlagen im Entschädigungsfall und erhöhen die Planungssicherheit von Investoren.
- Sachgerechte Entschädigungsverfahren führen zu einer höheren Akzeptanz für die systembedingte Notwendigkeit von EMM und damit zu weniger Diskussionen über die Höhe der Entschädigungszahlungen.
- Die Anwendung verständlicher, komplexitätsreduzierender und systematisch aufbereiteter Verfahren sowie der Auswertung der Ergebnisse generieren bei mehrfacher Anwendung Lerneffekte. Infolgedessen können Liquiditätsausfälle schneller kompensiert werden.
- Einheitliche Verfahren fördern IT-Automatisierungsprozesse, um in Zukunft den Aufwand bei der Rechnungslegung minimieren zu können.

5 Entschädigungsrelevante Besonderheiten regenerativer Energiequellen

5.1 Grundlagen der Energiegewinnung Erneuerbarer Energien

Bevor die konkreten Berechnungsmethoden zur Ausfallentschädigung betrachtet werden, sind die verschiedenen EE-Formen hinsichtlich ihrer Spezifika für die Energiegewinnung zu unterscheiden. In diesem Zusammenhang ist die Klärung der Frage entscheidend, ob die Stromerzeugung direkt vom aktuellen Angebot der Primärenergieträger[125] (wie Sonne, Wind, Rohbiomasse, Wasser oder Geothermie) abhängt oder ob der akute Wettereinfluss für die Möglichkeit Energie umzuwandeln keine Rolle spielt.

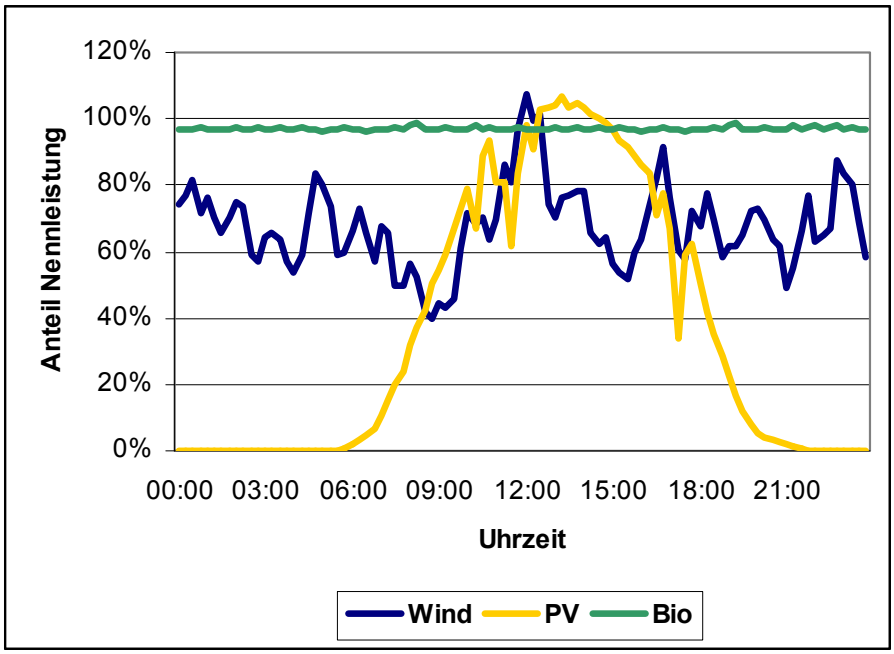


Abb. 7: Tages-Einspeiseprofile von Wind-, PV- und Biomasse-Anlagen bei günstigen Wetterbedingungen[126]

---

[125] Nähere Ausführungen zu den verschiedenen Energieträger-Begriffen können in Kaltschmitt/Hartmann/Hofbauer (2009), S. 7-9 nachvollzogen werden.

[126] Die Nennleistung ist hier mit 100 % angegeben. Für PV-Anlagen kann diese bei günstigen Temperatur- und Einstrahlungsbedingungen überschritten werden. Vgl. Konrad (2008), S. 107. Bei WEA geht bspw. aus den Enercon Produktübersichten hervor, dass die tatsächliche Leistung über der Nennleistung liegen kann. Vgl. Enercon (2011), S. 4-25.

Abb. 7 verdeutlicht die Unterschiede bei der Leistungsabgabe zwischen Wind-, Biomasse- und PV-Anlagen. Dieser Grafik liegen typische Einspeiseprofile eines Tages mit günstigen Wetterbedingungen (relativ viel Wind und viel Sonne) zugrunde. Zudem erklärt Abb. 7 das unterschiedliche Einspeiseverhalten der drei in Deutschland maßgeblichen EE-Kategorien.

Bei der Biomasse handelt es sich um photosynthetisch fixierte Energie,[127] die nicht direkt an das aktuell vorliegende Angebot des Primärenergieträgers gekoppelt ist. Analog zur Biomasse sind auch Geothermie und Wasserkraft eher dem Bereich der Energieformen zuzurechnen, die flexibler auf die Energie-Nachfrage reagieren können. Denn der zur unmittelbaren Energiegewinnung[128] eingesetzte Energieträger ist i. d. R. auch dann auf Vorrat vorhanden, wenn die Sonne nicht scheint oder der Wind nicht weht. In Abb. 8 erfolgt eine Unterscheidung der verschiedenen EEG-Kategorien nach deren Abhängigkeit vom Primärenergieträger bezüglich der Leistungsabgabe.

Unterscheidung Erneuerbare Energien nach Abhängigkeit der Leistungsabgabe vom aktuellen Angebot des Primärenergieträgers	
Abhängig vom aktuellen Primärenergieträgerangebot	**Unabhängig vom aktuellen Primärenergieträgerangebot**
- Windenergie (§ 29, § 30, § 31 EEG) - Solare Strahlungsenergie (§ 32, § 33 EEG)	- Wasserkraft (§ 23 EEG) - Deponie- und Klärgas (§ 24, § 25 EEG) - Biomasse (§ 27 EEG) - Geothermie (§ 28 EEG)

Abb. 8: Unterscheidung regenerativer Energieformen nach der Abhängigkeit vom Primärenergieträgerangebot

Die in Abb. 8 vorgenommenen Differenzierungen sind vor allem für die Einordnung der EE-Kategorien hinsichtlich ihres Stromeinspeise-Verhaltens wichtig. Für die Berechnung der Ausfallarbeit lassen sich daher folgende Rückschlüsse ziehen:

---

127 Vgl. Kaltschmitt/Hartmann/Hofbauer (2009), S. 9.

128 Physikalisch gesehen ist der Begriff der Energiegewinnung nicht korrekt. Genau genommen wird nur ein Teil der Energie in elektrischen Strom umgewandelt, der andere Teil bleibt energetisch gesehen bestehen, geht aber für die Nutzung verloren. Dies ergibt sich aus dem Energieerhaltungssatz, wonach die Energie in einem abgeschlossenen System konstant bleibt. Vgl. Quaschnig (2008), S. 15.

- Bei Biomasse-, Wasserkraft- und Geothermie-Anlagen kann während einer EMM davon ausgegangen werden, dass der Auslastungsgrad unmittelbar vor einer EMM auch während einer zeitlich begrenzten EMM vorgelegen hätte.[129]
- Bei Windenergie- und PV-Anlagen ist die Berechnung der Ausfallarbeit insofern komplexer, als dass die faktisch in der Regel volatile Einspeisung während einer EMM – je nach angestrebtem Genauigkeitsgrad – nach unterschiedlichen Methoden berechnet werden kann. In jedem Fall ist der Primärenergieträgereinfluss zu messen und aufzuzeichnen, um theoretische und wirklichkeitsgetreue Energieerträge bestimmen zu können. Vereinfachte, pauschale Methoden sind ebenfalls denkbar, indem auch bei diesen Energieformen ein konstantes Einspeiseverhalten zur Ermittlung der Ausfallarbeit unterstellt wird.

Infolge der unterschiedlichen Abhängigkeiten vom Primärenergieträger und der dadurch bedingten Leistungsabgabe lassen sich in den folgenden Kapiteln Rückschlüsse auf die Ermittlung der theoretisch produzierbaren Leistung ziehen.

5.2 Spezifische Aspekte der Ertragsgewinnung nach EEG-Kategorien

5.2.1 Gesetzmäßigkeiten der Windenergie bezüglich Ertragsgewinnung und Vergütung

Grundsätzlich ist die Energieausbeute von Windenergieanlagen von mehreren Faktoren determiniert. Vor dem Hintergrund der Ableitung einer Leistung ist jedoch eine Unterscheidung nach vordefinierten und sich laufend verändernden Bestimmungsgrößen erforderlich. So sind beispielsweise die Nabenhöhe, die Nennleistung der Anlage oder der Rotordurchmesser von der Anlagenkonfiguration gekennzeichnet und somit zwar für die Energiegewinnung relevante, aber für die Dauer einer EMM unveränderbare konstante Eingangsgrößen. Im Gegensatz dazu steht die volatile Windgeschwindigkeit, welche die Leistung einer Windenergie-

[129] Vgl. hierzu die Berechnungsansätze in Gliederungspunkt 7.1.2 bzw. 7.3.

anlage (WEA) in der dritten Potenz[130] beeinflusst. [131] Das bedeutet, dass zehn Prozent mehr/weniger Windgeschwindigkeit eine Leistungssteigerung von rund 33 Prozent und eine Leistungsminderung von rund 27 Prozent nach sich zieht.[132]

Windstärke und -schwankungen sind also die entscheidenden Größen, um die Stromgewinnung einer Windenergieanlage realitätsnah ableiten zu können. Windgeschwindigkeiten werden mittels Gondelanemometern[133] gemessen und in der Regel in zehnminütigen Intervallen (Windgeschwindigkeitsmittelwerten) gespeichert. Mittels dieser Werte kann auf Basis von anlagenspezifischen Leistungskennlinien[134] eine durchschnittliche theoretische Leistung berechnet werden.

Hierbei ist zu beachten, dass der theoretische Leistungswert laut Leistungskennlinie(n) von den tatsächlichen, am Netzverknüpfungspunkt gemessenen Leistungen in der Praxis in unterschiedlich hohem Maße differieren kann. Erklärbar ist dies durch die Tatsache, dass die standortabhängigen Parameter, z. B. Turbulenzintensitäten[135], von den normierten Grundlagen für die Vermessung von Leistungskennlinien[136] abweichen.
Um die Unterschiede zwischen tatsächlicher Energieproduktion und theoretischer Leistung laut Leistungskennlinie[137] näherungsweise ausgleichen zu können, ist

---

130 Die Leistung, die im Wind steckt, der mit der Geschwindigkeit v die Fläche A durchströmt, beträgt $P_{Wind} = ½ pAv^3$. Sie ist proportional der Luftdichte p, der durchströmten Fläche A und der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit v. Vgl. hierzu Gasch/Twele (2010), S. 37.

131 Die Leistungsabgabe einer WEA ändert sich in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit nur im Bereich zwischen der Einschaltgeschwindigkeit (in Höhe von 2-3 m/s) und der Nenngeschwindigkeit (ab 10-15 m/s je nach Anlagentyp). Vgl. Watter (2009), S. 49.

132 Vgl. Gasch/Twele (2009), S. 505 und S. 535.

133 Für Details zu Gondelanemometern (Windmesseinrichtungen) vgl. Gasch/Twele (2009), S. 429.

134 Die Leistungskennlinie bezeichnet die elektrische Abgabeleistung einer WEA in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit. Die Leistung ist als Nettoleistung unabhängig von der Nabenhöhe zu verstehen, lediglich der Leistungsverlust des Netztransformators bleibt unberücksichtigt. Vgl. hierzu Hau (2008), S. 551 und EEG 2012, Anl. 3.

135 Dies führt zu unterschiedlichen Messergebnissen ein und desselben Anlagentyps an unterschiedlichen Standorten. Vgl. Enercon (2011), S. 26.

136 Die Vermessung von Leistungskennlinien hat i. d. R. nach den Verfahren, Grundlagen und Rechenmethoden der Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 2, der Förder-gesellschaft Windenergie e. V. (FGW) zu erfolgen. Vgl. FGW und EEG 2012, Anhang 3.

137 Fehler zwischen dem realen Ist-Ertrag an der Abrechnungsmessung und dem theoretischen Wert laut Windgeschwindigkeit und Leistungskennlinie eines identischen Anlagentyps können aus folgenden Gründen auftreten: Die auf Nabenhöhe gemessene mittlere Windgeschwin-

der Zusammenhang zwischen diesen beiden Größen in Form von ereignisspezifischen Korrekturfaktoren[138] zu ermitteln. Diesen Korrekturfaktor, welcher die Abweichungen zwischen tatsächlicher und theoretischer Leistung glätten soll, gilt es zu berechnen. Das Modell in Abb. 9 zeigt auf, dass der Korrekturfaktor die Leistungskennlinie unter Testbedingungen (blaue Linie) so korrigieren soll, dass die echte Leistungskennlinie (rote bzw. türkise Linie), also die reale Leistungsabgabe, nachgebildet wird.

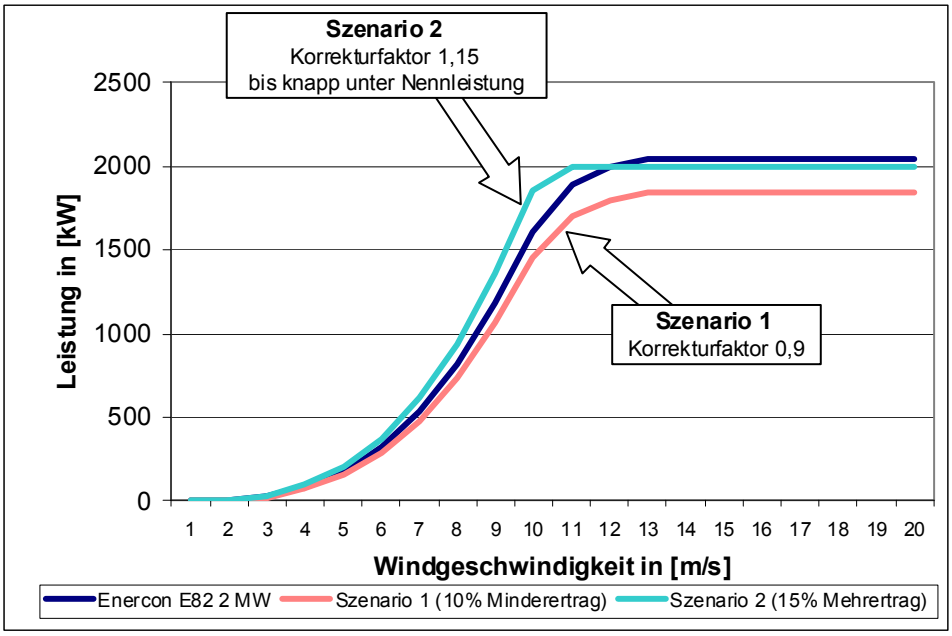


Abb. 9: Leistungskennlinie der WEA Enercon E82[139] mit zwei Abweichungsszenarien

Aus den obenstehenden Ausführungen wurde deutlich, dass die Problematik beim fluktuierenden Energieträger Wind eher in der Berechnung der theoretischen Ausfallarbeit besteht. Hinsichtlich der preislichen Bestandteile zur Bewertung der

---

digkeit entspricht nicht exakt der tatsächlichen Windgeschwindigkeit an den Rotorblättern; Messfehler bei der Windgeschwindigkeit werden ignoriert (vgl. 3. Potenz-Gesetz); der Einfluss der Turbulenzintensität wird vernachlässigt; Leistungsverluste bis zur Netzübergabestelle sind naturgemäß kein Bestandteil der theoretischen Leistung. Vgl. Gasch/Twele (2010), S. 151-153.

138 Für den Korrekturfaktor der theoretischen Leistung sollten möglichst repräsentative Bedingungen (Windverhältnisse) vorliegen. Insofern bietet sich an, Daten zu wählen, welche sich zeitlich möglichst nahe an der EMM befinden.

139 Zu den Daten der Leistungskennlinie vgl. Enercon (2011), S. 14.

Ausfallarbeit bestehen keine Schwierigkeiten, da für jede Kilowattstunde produzierten bzw. theoretisch produzierbaren Strom (wie in diesem Fall) ein garantierter fixer Vergütungssatz besteht.

5.2.2 Gesetzmäßigkeiten der Photovoltaik bezüglich Ertragsgewinnung und Vergütung

Die Einflussfaktoren für den Energieertrag einer Photovoltaik-Anlage sind analog zur Windenergie von vorher definierten und sich laufend verändernden Kriterien abhängig. Die bereits vorbestimmten Größen wie Modulwirkungsgrad, Anlagenfläche, Neigungswinkel und Modulausrichtung sind durch die Anlagenkonfiguration bzw. die Umgebungsbedingungen vorgegeben und zumindest solange fixiert, bis keine Änderungen an der Gesamtanlage vorgenommen werden. Dagegen beeinflussen die Bestrahlungsstärke der Sonne und die Modultemperatur[140] die Leistung einer PV-Anlage in kurzen Zeitabläufen in häufig schwankender Form.[141] Im Gegensatz zu den physikalischen Eigenschaften des Windes gilt bei PV-Anlagen die Besonderheit, dass bei konstant gehaltener Modultemperatur der Photostrom näherungsweise linear mit der Bestrahlungsstärke steigt.[142] Diese wie in Abb. 10 dargestellte ungefähre direkte Proportionalität hat gegenüber der Windenergie den Vorteil, dass bei angenommener gleichbleibender Modultemperatur die theoretische Leistung über Strahlungswerte linear hochgerechnet werden kann.

---

[140] Vgl. Rebhan (2002), S. 342.

[141] Vgl. Abb. 6.

[142] Vgl. Rebhan (2002), S. 342.

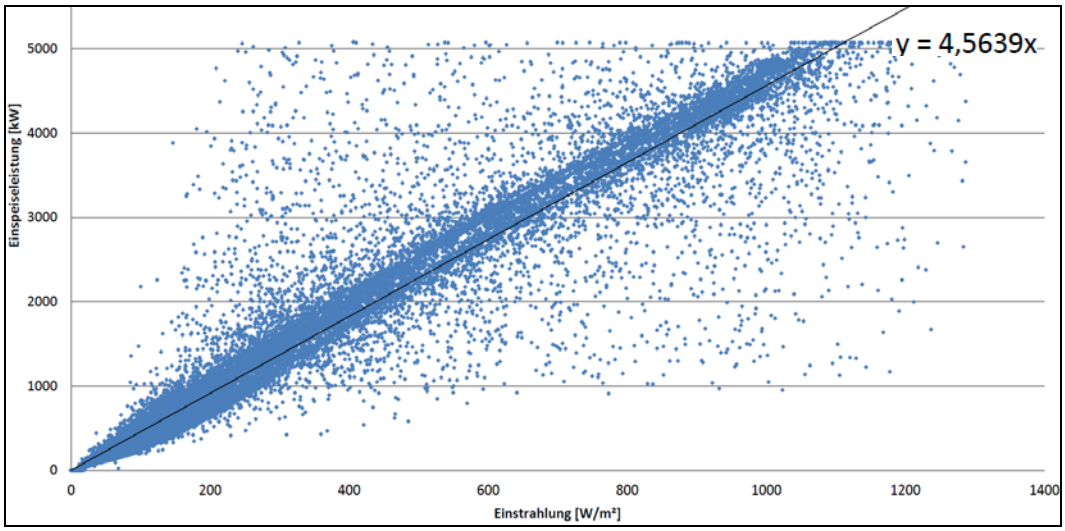


Abb. 10: Zusammenhang zwischen Bestrahlungsstärke und Leistungsabgabe[143]

Abb. 10 visualisiert den Zusammenhang zwischen Bestrahlungsstärke (X-Achse) und Stromleistung (Y-Achse) einer PV-Anlage mit einer Nennleistung von 5.231,52 Kilowattpeak. Die der Grafik zugrunde liegenden 44.640 einzelnen Minutenwerte für den Monat Mai zeigen dabei eine klare Verdichtung zu einer Geraden. Mittels der linearen Funktion y = 4,5639x kann direkt berechnet werden, welche Strahlungsleistung x zu welcher nutzbaren Stromleistung y führt.[144]

Die Ausreißer in Abb. 10 lassen sich durch schnell wechselnde Wetterverhältnisse erklären, da die unmittelbar gemessene Einstrahlung sich nicht ohne Verzögerung in eine messbare Stromleistung am Wechselrichter bzw. der Abrechnungsmesseinrichtung umwandelt.

Die Berechnung der theoretischen Leistungen ist möglich, wenn Aufzeichnungen über die Strahlungsenergie am Anlagenstandort zur Verfügung stehen. Alternativ könnte der produzierbare Photovoltaik-Strom über Referenzmodule oder räumlich

---

143 Quelle: Nissen (2011a).

144 Die Konstante 4,5639 der linearen Funktion entspricht dem Verhältnis zwischen Ist-Leistung und Strahlungsleistung im Vergleichszeitraum laut Formel 10 in Gliederungspunkt 7.2.2. Der Anlagenwirkungsgrad (PR) wird berechnet, indem der Wert 1 als x-Wert in die lineare Funktion eingesetzt wird. Der Wert 1 steht dabei für eine Strahlungsleistung von 1.000 W/m^2, woraus eine Ist-Leistung von 4.563,9 kW resultiert. Verglichen mit der Anlagennennleistung (= 5.231,52 kW), welche auf den gleichen Strahlungsdaten (1.000 W/m^2) beruht, ergibt die Division zwischen dem Ist-Wert und dem theoretischem Wert den Anlagenwirkungsgrad. Dieser beträgt hier rd. 0,87 und sagt aus, dass rd. 87 % der theoretisch möglichen Strom-Leistung mit dieser PV-Anlage erzeugt werden kann. Vgl. hierzu Nissen (2011b) zur Anlagennennleistung sowie Anhang 9 zur ausführlichen Formelherleitung.

nahe gelegene PV-Anlagen hochgerechnet werden, welche nicht der Regelung unterliegen. Ob das Medium für die Ableitung der Leistung ein Strahlungssensor, ein Referenzmodul oder eine geeignete Referenzanlage ist, ist ein weniger ausschlaggebender Faktor für die Leistungsbestimmung der geregelten Anlage, da vielmehr die Repräsentativität[145] des Referenzmediums entscheidend ist, um die theoretische Leistung mit einem möglichst hohen Genauigkeitsgrad zu bestimmen.

5.2.3 Gesetzmäßigkeiten der Biomasse bezüglich Ertragsgewinnung und Vergütung

Im Gegensatz zur Wind- und Sonnenenergie stellt die Biomasse[146] eine bereits gespeicherte, vom unmittelbaren Primärenergieträgereinfluss unabhängige Energieform dar.[147] Diese ist grundsätzlich dann nutzbar, wenn die entsprechende Energienachfrage gegeben ist.[148] Schwankungen bei der Energieabgabe, wie sie bei der Wind- oder solaren Strahlungsenergie beobachtbar sind, treten bei Biomasse-Anlagen im Allgemeinen nicht auf.[149] Die erforderlichen Einsatzstoffe für die Stromproduktion aus Biomasse sind entweder i. d. R. auf Vorrat produziert worden und/oder liegen in Form von festen Brennstoffen (z. B. Holz) vor. Infolgedessen sind Biomasse-Anlagen für eine tendenziell hohe und relativ konstante Leistungsabgabe ausgelegt. Die Herausforderung liegt bei dieser Energieform somit nicht in der Bestimmung der Höhe der Ausfallarbeit, sondern im Ansatz der relevanten und korrekten Preiskomponenten. Zum einen ist die Aufteilung der Ausfallarbeit auf verschiedene Vergütungssätze in Abhängigkeit der Anlagenleistung/Bemessungsleistung[150] zu beachten. Zum andern ist bei einer Vielzahl von

---

145 Repräsentativität hinsichtlich der Eignung des Referenzmediums in Bezug auf die Genauigkeit der Messergebnisse.

146 Zu den zahlreichen Abgrenzungsmöglichkeiten der Energie aus Biomasse vgl. Kaltschmitt/ Hartmann/Hofbauer (2009), S. 36-40.

147 Vgl. hierzu Gliederungspunkt 5.1.

148 Vgl. Kaltschmitt/Hartmann/Hofbauer (2009), S. 2.

149 Vgl. hierzu Abb. 7.

150 Die Bemessungsleistung ist die tatsächlich in einem definierten Zeitraum abgegebene Leistung einer Anlage. Die Berechnung erfolgt, indem die produzierten Kilowattstunden durch die Anzahl der jeweiligen Betriebsstunden dividiert werden. I. d. R. erfolgt die Feststellung der Bemessungsleistung mit der Jahresrechnung. Vgl. EEG 2012, § 3 Nr. 2a zum Begriff der Be-

Biomasse-Anlagen ein zusätzlich verloren gegangener Anspruch auf einen KWK-Bonus[151] ansetzbar. Im Falle von zusätzlichen, mit einer Wärmenutzung verbundenen, Drittlieferungsverträgen können sogar noch weitere Kosten entstehen. Entweder fallen - sofern keine Ersatzlieferungsmöglichkeit für die Wärme besteht - entgangene Wärmeerlöse an oder es sind Zusatzkosten zu berücksichtigen, welche in Form einer Befeuerung von redundanten Heizungsanlagen durch alternative Einsatzstoffe (z.B. Öl, Gas) entstehen. Abb. 11 differenziert Biomasse-Anlagen nach grundsätzlich möglichen Entschädigungskomponenten.

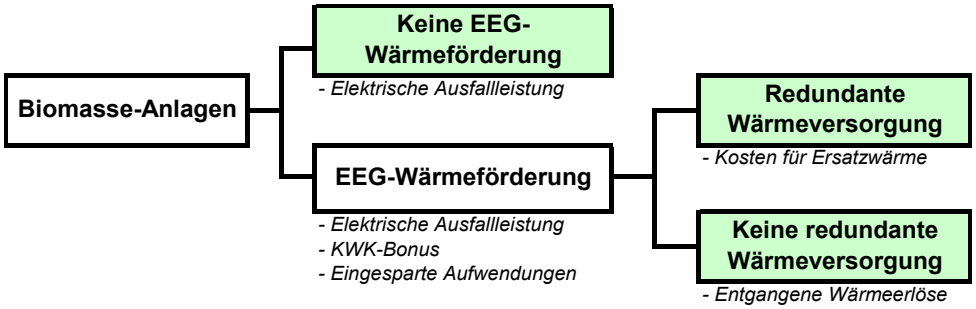


Abb. 11: Abgrenzung von Biomasse-Anlagen nach Preiskomponenten[152]

Nach den drei schattierten Kästchen kann die Unterscheidung der Biomasse-Anlagen hinsichtlich verschiedener Entschädigungskomponenten erfolgen.

In der ersten Stufe erfolgt die Abgrenzung danach, ob eine *EEG-Wärmeförderung* nach EEG besteht. Besteht *keine EEG-Wärmeförderung* und keine Wärmlieferung an Dritte, unterliegt ausschließlich der produzierte Stromanteil der Förderung. Infolgedessen ist lediglich die elektrische Ausfallarbeit zu vergüten.

---

messungsleistung sowie § 18 Abs. 1 Nr. 1 und § 27 Abs. 1 hinsichtlich der Relevanz für die Vergütung. Zur Berechnung der Bemessungsleistung im Zuge der Ermittlung eines gewichteten Vergütungssatzes vgl. Anhang 12.

151 Der KWK-Bonus wird gezahlt, wenn es sich um Strom im Sinne § 3 Abs. 4 des KWK-G handelt und dem Netzbetreiber darüber ein Nachweis vorliegt. Vgl. EEG 2009, § 27 Abs. 4 Nr. 3 sowie Anlage 3 des Gesetzes. Der Begriff des KWK-Bonus existiert im EEG 2012 nicht mehr. Stattdessen wird hier von einer Vergütungssatzerhöhung gesprochen, für welche gewisse Voraussetzungen vorliegen müssen. Aus diesem Grund wird in den folgenden Ausführungen der Begriff „KWK-Anteil“ verwendet. Vgl. hierzu EEG 2012, § 27 Abs. 1, 2 und 4 sowie Anlage 2 des Gesetzes.

152 Eigene Darstellung vor dem Hintergrund der hier vorgenommenen Differenzierung von Biomasse-Anlagen nach Entschädigungsbestandteilen.

Im anderen Fall eines nach EEG-förderfähigen Wärmekonzepts und einer damit verbundenen Wärmelieferung an Dritte ist zunächst zu klären, ob eine alternative Wärmelieferungsmöglichkeit besteht oder nicht. Sollte *keine redundante Wärmeversorgung* vorliegen, fallen zusätzlich zu den nach EEG bestehenden entgangenen Strommengen nicht realisierte Wärmeerlöse als Entschädigungsbestandteil an. Dieser Fall scheint insofern eher die Ausnahme darzustellen, als Wärmeabnehmer bei Wartungen oder Störungen die jederzeitige Wärmeversorgung sicherzustellen haben.

Somit steht eher der häufigere Fall einer *redundanten Wärmeversorgung* für die Entschädigungspraxis im Vordergrund. Hier ist zu differenzieren, ob die alternative Wärmelieferung durch den EEG-Anlagenbetreiber selbst erfolgt oder der Abnehmer der Wärme für diese Fälle eine Ersatzheizungsmöglichkeit vorgesehen hat. Unabhängig vom Ort der redundanten Heizanlage ist zu entscheiden, ob sich die gegenläufigen Kosten (eingesparte Aufwendung durch weniger Einsatzstoffe vs. Kosten für die Ersatzheizung) gegeneinander aufheben oder eine detaillierte Einzelaufstellung aller Kosten vorgenommen wird.

5.2.4 Überblick über Gesetzmäßigkeiten der sonstigen EEG-Energieträger bezüglich Ertragsgewinnung und Vergütung

Die weiteren in Deutschland nach dem EEG geförderten Energieträger wie Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Geothermie werden zusammengefasst betrachtet. Dies liegt erstens daran, dass sich deren Gesamtanteil an der Einspeisung, laut einer Branchenprognose vom Jahr 2011 bis zum Jahr 2015, lediglich zwischen 6,1 und 7,8 Prozent[153] bewegt. Zweitens haben diese EE-Formen die Gemeinsamkeit, dass die für die Ertragsgewinnung relevanten Energieträger i. d. R. in der Natur auf Abruf vorhanden sind und damit grundsätzlich flexibel an die Nachfrage angepasst werden können.

---

[153] Vgl. 50hertz, amprion, EnBW, TenneT (2010a), S. 2.

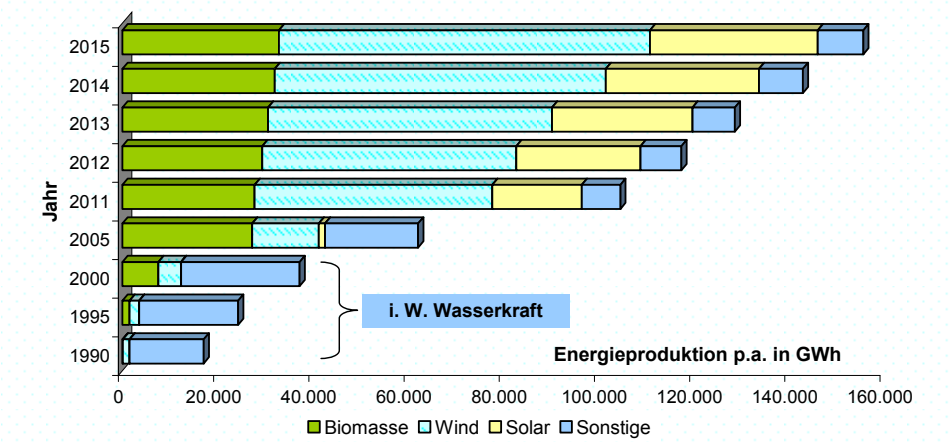


Abb. 12: Entwicklung der Stromproduktion von EEG-Kategorien von 1990 bis 2015[154]

Wenn Wasserkraftwerke, welche innerhalb der sogenannten sonstigen Energieträger den größten Anteil haben[155], hinsichtlich ihres Einspeiseverhaltens näher betrachtet werden, müssen sie zunächst nach ihren verschiedenen Arten differenziert werden. Während Laufwasserkraftwerke vom aktuell vorliegenden Angebot des Wassers abhängig sind, können die beiden Speicherkraftwerksarten[156] natürliche Schwankungen des Wasserangebots ausgleichen.[157] Da in der Regel davon ausgegangen werden kann, dass das Wasserangebot keinen zu starken Schwankungen etwa durch klimatische Sondereinflüsse unterworfen ist, kann bei Wasserkraftanlagen grundsätzlich von einer relativ konstanten Leistungsabgabe – zumindest für die begrenzte Dauer einer EMM – ausgegangen werden. Da auch die weiteren in Deutschland vorkommenden, nach dem EEG förderfähigen Energieformen Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Geothermie kein vom Primärenergieträger-

---

154 Datenquelle für die Jahre 1990 bis 2010: Erneuerbare-Energien (2011), für die Jahre 2011 bis 2015: 50hertz, amprion, EnBW, TenneT (2010a).

155 Der aus Abb. 12 erkennbare Rückgang der Wasserkraftproduktion liegt darin begründet, dass die im EEG festgelegte maximale Förderdauer von 20 Jahren bei vielen Wasserkraftwerken sukzessive erreicht wurde und ein EEG-förderfähiger Zubau von Wasserkraftanlagen, welcher den Rückgang kompensiert, nicht stattgefunden hat. Das führt dazu, dass die Stromproduktion aus Wasserkraftanlagen nicht mehr in EEG-Kategorien geführt wird.

156 Die beiden Formen von Speicherkraftwerken unterscheiden sich dahingehend, ob sie über einen natürlichen Zufluss verfügen oder nicht. Zur Klassifizierung von Wasserkraftwerken vgl. Giesecke/Mosonyi (2009), S. 99.

157 Vgl. Quaschnig (2008), S. 275.

angebot abhängiges fluktuierendes Einspeiseverhalten aufweisen,[158] bietet sich für diese eine zusammengefasste Betrachtungsweise an. Insofern können für die sonstigen Energieträger die gleichen Grundlagen hinsichtlich der Ermittlung der Ausfallarbeit unterstellt werden wie bei Biomasse-Anlagen. Hinsichtlich der Preiskomponenten ist auf §§ 23-26 sowie § 28 des EEG-Gesetzes zu verweisen.

[158] Zur Unterscheidung der EE-Formen nach Abhängigkeit vom aktuellen Angebot des Primärenergieträgers vgl. Abb. 8.

6 Energieträgerübergreifende Grundlagen für Entschädigungssystematiken

6.1 Allgemeingültiges Prinzip für Entschädigungszahlungen

Stromertragsausfälle können für alle Energieträger grundsätzlich nach folgender Formel abgerechnet werden:

$$EZ = W_a * \frac{V_{Einsp}}{100}$$

Formel 1: Grund-Formel für Entschädigungszahlungen[159]

Erläuterungen:

EZ	Entschädigungszahlung für eine EMM in [€]
W_a	Ausfallarbeit in [kWh]
V_{Einsp}	Spezifischer Vergütungssatz in [ct/kWh]

Nach Formel 1 wird die für die Dauer einer EMM ermittelte Ausfallarbeit (Summe der Viertelstundenwerte an der Abrechnungsmessung) mit dem regulären EEG Vergütungssatz multipliziert. Das Ergebnis ist die Entschädigungszahlung in Euro. Die Ausfallarbeit (W_a) berechnet sich nach folgender Formel:

$$W_a = \overline{P}_a * \Delta t = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t$$

Formel 2: Grund-Formel zur Berechnung der Ausfallarbeit[160]

Erläuterungen:

$\overline{P}_a$	Ausfall-Leistung in [kW]
$\overline{P}_{Soll}$	Mittelwert der theoretisch zu erzielenden Leistung während der EMM in [kW]
$\overline{P}_{Ist}$	Mittelwert der tatsächlichen Leistung an der Abrechnungsmesseinrichtung während der EMM in [kW]
Δt	Zeiteinheit in [h]

Die Ausfallarbeit ist am einfachsten zu bestimmen, indem die durchschnittliche theoretisch erzielbare Leistung während einer EMM von der tatsächlichen Ist-Leistung abgezogen wird. Der Unterschiedsbetrag stellt die reduzierte Leistung

---

159 Vgl. BNetzA (2011a), S. 17.

160 Vgl. E.ON Netz (2011f), S. 11.

dar. Dieser Wert wird daraufhin mit der Zeitdauer der EMM in Stunden multipliziert, um die Ausfallarbeit in Kilowattstunden zu erhalten.

Zur Berechnung des Entschädigungsbetrags wird Formel 2 um den laut EEG beanspruchbaren Vergütungssatz[161] in Formel 3 erweitert:

$$EZ = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \frac{V_{Einsp}}{100}$$

Formel 3: Allgemeingültige Formel für Entschädigungszahlungen

Diese Formel gilt für Entschädigungszahlungen aufgrund von EMM für alle Energieträger. Während die Berechnung der durchschnittlichen Ist-Leistung, von begründeten Ausnahmen[162] abgesehen, energieträgerübergreifend nach identischen Regeln erfolgt,[163] sind bei der Ermittlung der Soll-Leistung, sowohl für die verschiedenen Energieträger als auch innerhalb der EEG-Formen, verschiedene Berechnungsansätze möglich. Mit ausführlichen Erläuterungen der zu simulierenden Leistung, die ohne leistungsreduzierende Eingriffe aufgetreten wäre, beschäftigt sich insbesondere Gliederungspunkt 7.

6.2 Prinzipien für die Berechnung der Ist-Leistung während EMM

6.2.1 Energieträgerübergreifende Gemeinsamkeiten für die Bestimmung der Ist-Leistung

6.2.1.1 Berechnung der Ist-Leistung bei stufenweise regelbaren Anlagen

Zur Ermittlung des produzierten Ist-Wertes während einer EMM sind zunächst die Ist-Daten aus der Abrechnungszähleinrichtung für die Dauer der Reduktionsmaßnahme auszulesen. Vor der Berechnung des Leistungsmittelwertes ist für jedes gemessene Zeitintervall (i. d. R. ¼ h-Werte) zu prüfen, ob die vom Netzbetreiber angeforderte Regelungsstufe nicht unter- oder überschritten wird.[164] Sollte die Leistungsreduktion höher als gefordert ausfallen, erfolgt zum Zwecke der Berech-

---

[161] Im Falle der Direktvermarktung könnte hier auch ein anderer Vergütungssatz einzusetzen sein. Vgl. hierzu Gliederungspunkt 6.3.2.

[162] Vgl. Gliederungspunkt 6.2.2.

[163] Vgl. Gliederungspunkt 6.2.1.

[164] Vgl. BNetzA (2011a), S. 13.

nung des Mittelwertes eine Begrenzung auf die angeforderte Regelungsstufe. Dagegen wird bei einer zu geringen Abregelung nur der tatsächlich reduzierte Leistungswert angesetzt.[165] Falls sich eine negative Leistungsdifferenz ergibt, wird diese bei der Entschädigungsermittlung nicht berücksichtigt.

Erst nach diesen Prüfungen pro einzelnem Zeitschritt erfolgt die Mittelwertbildung. Dieser Zusammenhang wird mit der folgenden Formel ausgedrückt:

$$\overline{P}_{Ist} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,istneu} \qquad mit \quad \overline{P}_{i,istneu} = \min(\max(P_{i,ist}; P_{i,red}); P_{i,soll})$$

Formel 4: Berechnung des durchschnittlichen Ist-Leistungswertes bei stufenweise regelbaren Anlagen

Erläuterungen:

n	Anzahl der Zeitintervalle
i	Wert im Zeitintervall
$P_{i,istneu}$	berechneter Ist-Leistungswert pro Zeitintervall Ist-Leistung in [kW] [166]
$P_{i,ist}$	tatsächlicher Ist-Leistungswert pro Zeitintervall in [kW]
$P_{i,red}$	Zu reduzierender Leistungswert pro Zeitintervall laut Regelungsvorgabe der Netzbetreiber in [kW]
$P_{i,soll}$	Soll-Leistung pro Zeitintervall in [kW]

Formel 4 beschreibt den Standardfall für die Berechnung der Ist-Leistung, eben da bei dieser Formel vorausgesetzt wird, dass die erforderliche Regelungsstufe aufgrund der technischen Möglichkeiten der EE-Anlage exakt umgesetzt wird. Aus Formel 4 geht hervor, dass im ersten Schritt die Prüfung pro Zeitintervall erfolgt, ob die zu reduzierende Leistung laut Stufenvorgabe der Netzbetreiber ($P_{i,red}$) oder der tatsächliche Leistungswert ($P_{i,ist}$) der größere von beiden ist. Der größere die-

---

165 Diese Prüfungen sind erforderlich, damit keine willkürliche Abregelung erfolgt und ein Anreiz besteht, die Regelungsstufe, vor dem Hintergrund die Allgemeinheit nicht über das erforderliche Maß hinaus zu belasten, genau einzuhalten. Eine höhere als geforderte Regelung würde infolge der Regelung laut Formel 4 zu einem realen Verlust beim Anlagenbetreiber führen, was das folgende Beispiel illustrieren soll. Nennleistung am Zählpunkt = 1.000 kW → Regelungsvorgabe 30 %, d.h. die Leistung an der Abrechnungsmessung darf auf höchstens 300 kW reduziert werden. Wenn jetzt auf 250 kW geregelt wird, werden exakt diese 250 kW über die klassische EEG-Förderung vergütet, während 300 kW aufgrund der Stufenbegrenzung von der Soll-Arbeit subtrahiert werden. Die 50 kW Differenz pro Zeiteinheit stellen in diesem Fall den Verlust des Anlagenbetreibers dar.

166 Im engeren Sinne sind die Leistungswerte je Zeitintervall auch Mittelwerte. Zum Zwecke der Unterscheidbarkeit von den Mittelwerten über die Gesamtdauer einer EMM wird jedoch auf den Querstrich bei Einheiten pro Zeitintervall verzichtet.

ser beiden Werte wird mit der theoretisch möglichen Leistung ($P_{i,soll}$) verglichen, um aus diesen beiden wiederum den Minimalwert für die Berechnung des Ist-Leistungswertes pro Zeitintervall anzusetzen. Durch diese Berechnung ist einerseits sichergestellt, dass nicht mehr als die Leistungsdifferenz zwischen Sollleistung und Regelungsvorgabe entschädigt wird und dass keine negativen Werte pro Zeitintervall entstehen. Letzteres kann vorkommen, wenn die theoretisch mögliche Leistung in einem Zeitintervall unterhalb der Regelungsvorgabe und/oder der Ist-Leistung liegt.

Weiterhin ist für die Berechnung der durchschnittlichen Ist-Leistung zu beachten, dass in dem jeweiligen Viertelstunden-Zeitintervall, in welches ein Stufenaufruf bzw. -wechsel fällt, keine Begrenzung auf die Leistung laut Stufenvorgabe der Netzbetreiber erfolgt. Der Grund hierfür ist, dass eine exakte Stufeneinhaltung nach Aufruf eines Signals durch den Netzbetreiber in einigen Fällen nicht unmittelbar zeitnah umsetzbar ist.[167]

6.2.1.2 Berechnung der Ist-Leistung bei nicht stufenweise regelbaren Anlagen

Ausnahmen von der Begrenzungsregelung auf die Stufenvorgabe der Netzbetreiber können gewährt werden, falls Anlagenbetreiber Netzbetreibern einen Nachweis liefern, dass die geforderte Stufenregelung aus sachgerechten Gründen nicht exakt auf den vorgegebenen Wert erfolgen kann. Insofern orientiert sich die Prüfung auf die Regelungsstufeneinhaltung in diesen Fällen am Inhalt der entsprechenden Vereinbarung mit dem Netzbetreiber. Ausnahmen von der Verpflichtung zur Umsetzung der Regelungseinrichtungen können aus technischen, wirtschaftlichen und genehmigungsrechtlichen Gründen gewährt werden.

Bei vielen Altanlagen ist es bspw. problematisch bzw. unwirtschaftlich Anlagen mit Regelungsvorrichtungen nachzurüsten. In diesen Fällen könnte eine einfache An/Aus- Schaltung die Erfordernisse des § 6 EEG erfüllen.

---

[167] Vgl. E.ON Netz (2011f), S.15 und vgl. hierzu BNetzA (2011a), S. 13.

$$\overline{P}_{Ist} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,istneu} \qquad mit$$

$$\overline{P}_{i,istneu} = wenn(P_{i,red} = 100\%; P_{i,soll}; \min(P_{i,ist}; P_{i,soll}))$$

Formel 5: Berechnung des durchschnittlichen Ist-Leistungswertes bei nicht stufenweise regelbaren Anlagen

Aus Formel 5 geht hervor, dass für die Berechnung des Ist-Wertes pro Zeitintervall immer der niedrigere Wert aus Ist- und Soll-Leistung angesetzt wird, sofern die Regelungsstufe nicht zwischenzeitlich bei 100 % ist. Ist volle Einspeisung, also 100 % Einspeisung, möglich, wird zur Vermeidung von positiven Werten (also Ausfallentschädigungen, ohne das geregelt wurde) während der 100 % Intervalle, für die Ist-Leistung je Zeitintervall immer die Soll-Leistung angesetzt. Da jedoch im Regelfall bei einer zusammenhängenden EMM keine zwischenzeitliche Aufhebung der Reduktionsstufe erfolgt, ist mit dieser Formel sichergestellt, dass die im Standardfall geringere Ist- als Soll-Leistung in die Berechnung des Ist-Wertes eingeht und im Ausnahmefall einer höheren Ist als Sollleistung keine negative Leistung berechnet wird. Auf Sonderregelungen für unterschiedliche Energieträger bzw. Anlagentypen wird aufgrund des hohen Einzelprüfungsaufwands verzichtet.

6.2.2 Besonderheiten und Ausnahmeregelungen bei der Berechnung der Ist-Arbeit

Ausnahmen von der Begrenzungsregelung auf die Stufenvorgabe der Netzbetreiber können gewährt werden, falls Anlagenbetreiber Netzbetreibern einen Nachweis liefern, dass die geforderte Stufenregelung aus sachgerechten Gründen nicht exakt auf den vorgegebenen Wert erfolgen kann.[168] Insofern orientiert sich die Prüfung auf die Regelungsstufeneinhaltung in diesen Fällen am Inhalt der entsprechenden Vereinbarung mit dem Netzbetreiber.[169] Ausnahmen von der Verpflichtung zur Umsetzung der Regelungseinrichtungen aufgrund technischer,

---

168 Vgl. BNetzA (2011a), S. 12.

169 Ein Berechnungsbeispiel mit abweichender Stufenregelung findet sich im Anhang 14.

wirtschaftlicher und genehmigungsrechtlicher Aspekte, werden im Folgenden anhand einiger Beispiele aufgeführt:

- Bei vielen Altanlagen ist es problematisch bzw. unwirtschaftlich Anlagen mit Regelungsvorrichtungen nachzurüsten.[170] Dies trifft zum Beispiel auf stallgeregelte oder ältere pitchgeregelte Windenergieanlagen zu.[171] Ferner kann bei kleineren und älteren Windenergieanlagen die wirtschaftliche Zumutbarkeitsgrenze überschritten werden.[172] Bei älteren Anlagen könnte eine einfache An/Aus- Schaltung die Erfordernisse des § 6 EEG erfüllen.
- Abschaltungen bei Biogasanlagen können beachtliche Folgen für den effizienten bzw. sicheren Betrieb und für nachgeschaltete Wärmekonzepte nach sich ziehen. Zudem sind Fördervoraussetzungen aufgrund des nicht einhaltbaren Mindestwärmeeinsatzes unter Umständen nicht mehr gewährleistet.[173]
- BHKW-Anlagen, welche feste und trockene Biomasse einsetzen, sind häufig für eine Stufenregelung technisch nicht ausgelegt. Sie können je nach Typ nur auf bis zu maximal 80 Prozent ihrer Leistung abgesenkt werden, bevor eine Abschaltung notwendig wird.[174]
- Wenn KWK-Anlagen im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements vom Netz genommen werden, kann das neben ökonomischen Folgen für die Betreiber auch zu Umweltbelastungen für Dritte führen.[175]
- Durch die Abregelungen von Anlagen mit Wärmenutzungskonzepten ist unter Umständen die sichere und zuverlässige Wärmeversorgung in der Bevölkerung bzw. von Versorgungseinrichtungen oder Unternehmen gefährdet.[176]
- Weiterhin besteht bei einer Vielzahl von KWK- und Biomasse-Anlagen die Besonderheit, dass größere Zeitfenster benötigt werden, um die geforderte

---

170 Vgl. Ecofys (2011a), S. 11, 12 und 15.

171 Zur Unterscheidung von pitch- und stallgeregelten Anlagen vgl. Gasch/Twele (2010), S. 118-119.

172 Vgl. BDEW/VKU/BEE/BWE/Fachverband Biogas (2010), S. 2.

173 Vgl. VKU (2010).

174 Vgl. VKU (2010).

175 Vgl. Verband für Wärmelieferungen (2010), S. 6.

176 Vgl. Stadtwerke Leipzig (SW Leipzig) (2010), S. 3.

Leistungsreduzierung zu erreichen bzw. bis die Anlage wieder in den ursprünglichen Leistungsbereich hochgefahren werden kann.[177] Ältere Photovoltaik-Anlagen können eventuell nicht stufenweise geregelt werden, da es technisch nur möglich ist, Teile der Gesamtanlage vom Netz zu nehmen.[178]

Diese Sondervereinbarungen stellen den Nachweis für Netzbetreiber dar, dass die Regelungsstufe nicht exakt umsetzbar ist. Insofern unterliegt die Berechnung der Ist-Leistung keinen Beschränkungen und kann analog Gliederungspunkt 6.2.1.2 ermittelt werden.

6.3 Preisliche Bewertung der Ertragsausfälle

6.3.1 Anlagen in der klassischen EEG-Vergütung

Liegt die ermittelte Ausfallarbeit zugrunde, geht es darum, diese mit den entsprechenden Preiskomponenten zu bewerten. Das gestaltet sich bei solchen Anlagen unproblematisch, die nur einer EEG-Vergütungskategorie zugeordnet sind. Hierzu zählen bspw. Windenergie- und auf dem Boden befindliche PV-Anlagen[179] nach § 32 EEG. Dagegen fallen bei Wasserkraft- und PV-Anlagen nach § 33 EEG sowie bei Biomasse-Anlagen in Abhängigkeit von der Anlagenleistung[180] unterschiedlich hohe Vergütungssätze an.

6.3.2 Anlagen in der Direktvermarktung

Die Verpflichtung zur Teilnahme am netzsicherheitsbedingten Einspeisemanagement nach §§11 und 12 EEG trifft ebenso auf Anlagen zu, die sich zum Zeitpunkt

---

177 Vgl. VKU (2010).

178 Eine stufenweise und exakte Wirkleistungsbegrenzung auf 60, 30 und null Prozent am Netzverknüpfungspunkt ist nicht bei allen Anlagentypen möglich. Vgl. Dach (2011), S. 23.

179 PV-Anlagen werden unterschieden nach Anlagen, die sich nicht an oder auf einer baulichen Anlage befinden (vgl. § 32 EEG 2012) und Anlagen, die an oder auf Gebäuden installiert sind (vgl. § 33 EEG 2012). Für Anlagen nach § 32 EEG existiert ein fester Vergütungssatz während für Anlagen nach § 33 EEG unterschiedliche Vergütungssätze in Abhängigkeit von der installierten Leistung existieren. Vgl. hierzu auch § 18 EEG 2012.

180 Die Aufteilung der elektrischen Arbeit auf Vergütungskategorien erfolgt bei Photovoltaik-Anlagen gemäß § 33 EEG nach der Nennleistung der Anlagen, während u. a. bei Biomasse- und Wasserkraftanlagen die Bemessungsleistung (tatsächlich erbrachte Leistung in einem Zeitraum) ausschlaggebend für die Zuordnung zu Vergütungszonen ist. Vgl. § 18 EEG 2012 sowie Punkt 2 im Anhang 12, um anhand von zwei Beispielen die Berechnung des Vergütungssatzes auf Basis des unterschiedlichen Leistungsbegriffs nachvollziehen zu können.

einer EMM in der Direktvermarktung befinden. Zunächst ist festzulegen, dass die Berechnung der Ausfallarbeit bei direktvermarktenden Anlagen nach identischen Regeln erfolgt wie bei Anlagen, welche die EEG-Fixpreisförderung in Anspruch nehmen. Die Unterschiede zu den klassisch geförderten EEG-Anlagen liegen darin, dass der Preis für die Ausfallarbeit nicht der festen EEG-Einspeisevergütung entspricht, sondern von der Art der Direktvermarktung und den individuellen Vertragskonditionen zwischen Anlagenbetreiber und stromaufnehmendem Unternehmen abhängig ist.

Grundsätzlich existieren bei von EMM betroffenen direktvermarkteten Anlagen zwei Möglichkeiten, die Ausfallarbeit zu bewerten:

- Im Rahmen eines pauschalen Verfahrens könnte für diese Mengen einfach die üblicherweise nach EEG zustehende Vergütung als Preiskomponente angesetzt werden. Mit dieser Option würde sich die Berechnung von Ausfallentschädigungen überhaupt nicht von klassischen EEG-Anlagen unterscheiden.
- Die zweite Alternative besteht darin, die tatsächlichen Vergütungsbestandteile anzusetzen. Diese sind abhängig von der Form der Direktvermarktung[181] sowie den individuellen Vertragskonditionen des vermarktenden Anlagenbetreibers mit einem Stromkäufer. Diese zweite komplexere Variante zur Bewertung der Ausfallarbeit ist an die Bedingung geknüpft, dass die Preisvereinbarungen dem Netzbetreiber für jeden Entschädigungsfall nachzuweisen und offenzulegen sind. Zusätzlich kommen die (zumindest bis 31.12.2011[182]) noch anfallenden vermiedenen Netzentgelte[183] zum Tragen.

Neben den differenziert zu ermittelnden Preiskomponenten, die direkt an die entgangene Stromlieferung geknüpft sind, können bei Leistungsreduzierungen von

---

[181] Bis 31.12.2011 gab es gemäß § 17 EEG 2009 nur eine Form der Direktvermarktung. Ab 01.01.2012 existieren laut § 33b EEG 2012 drei unterschiedliche Möglichkeiten EE-Strom die Anlagen ganz oder teilweise aus der EEG-Förderung herauszunehmen. Vgl. hierzu auch Gliederungspunkt 2.3.

[182] Bis 31.12.2011 fallen auf Basis des EEG 2009 vermiedene Netzentgelte im Falle von Direktvermarktungen nach § 17 EEG in jedem Fall an. Nach dem EEG 2012 entfällt der zusätzliche Anspruch für vermiedene Netzentgelte, zumindest bei den Direktvermarktungsformen laut § 33 b Nr. 1 und 2.

[183] Der Arbeitspreis für die vermiedenen Netzentgelte ist auf den Internetseiten der jeweiligen Netzbetreiber veröffentlicht und entspricht den Kosten einer Kilowattstunde der jeweils vorgelagerten Netzebene.

Anlagen in der Direktvermarktung noch Folgeprobleme mit monetärer Relevanz auftreten:

- Zum einen ist unklar, ob jemand und falls ja, welche Partei dafür zu sorgen hat, dass der Stromabnehmer eine Ersatzlieferung erhält. Ebenfalls ist die Frage offen, wer hierfür die Kosten ermittelt, durch wen die Entschädigungszahlung erfolgt und wer die dadurch entstehenden Kosten in letzter Konsequenz zu tragen hat.
- Weiterhin stellt sich bei Direktvermarktungen nach § 33b Nr. 2 die Frage, ob die durch Leistungsreduzierungen geringer gelieferten EE-Strommengen unter Umständen dazu führen, dass die Kriterien des § 39 EEG 2012 für die Befreiung von der EE-Umlage vom aufnehmenden Stromhändler nicht eingehalten werden.[184] In diesem Zusammenhang ist zu klären, ob die Ausfallmengen, ggf. fiktiv, zum Zwecke der Verringerung der EE-Umlage auf die tatsächlich gelieferten Mengen angerechnet werden oder ob davon abgesehen wird. Sollte Letzteres zum Tragen kommen, stellt sich die Frage, welche Partei das Risiko dafür übernimmt, wenn die aufnehmenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Anspruch auf Verringerung der EEG-Umlage durch diese fehlenden Strommengen aus regenerativen Quellen verlieren.

Auf diese Problemstellungen soll insbesondere vor dem Hintergrund eines zu erwartenden steigenden Anteils von Direktvermarktungen[185] und EMM[186] hingewiesen werden. Diese Fragen können im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht in der erforderlichen vertieften Form behandelt werden und sind auf Verbandsebene bzw. von juristischer Seite (z. B. von der EEG-Clearingstelle) zu klären.

6.3.3. Nach KWK-G geförderte Anlagen

KWK-Anlagen[187] unterliegen dem Einspeisemanagement nach § 11 EEG gleichrangig zu EEG-Anlagen.[188] Da das prognostizierte KWK-Fördervolumen für das

---

184 Vgl. EEG 2012, § 33b Nr. 2 EEG i. V. m. § 39.

185 Vgl. Gliederungspunkt 2.3.

186 Vgl. Gliederungspunkt 4.1.

187 KWK-Anlagen nutzen die eingesetzte Energie, um diese gleichzeitig in Strom und in nutzbare Wärme für Heizzwecke (Fernwärme) und Produktionsprozesse (Prozesswärme) umzuwandeln. Vgl. KWK-G 2009, § 3.

Jahr 2011 laut aktueller Prognose der vier ÜNB nur rund ein Prozent des EEG-Fördervolumens[189] beträgt, wird das Hauptaugenmerk dieser Arbeit auf EEG-Anlagen gerichtet. Für Entschädigungszahlungen von KWK-Anlagen fallen die folgenden Vergütungskomponenten an:

- Der Marktpreis (bspw. EEX-Börsenpreis)[190] zum Zeitpunkt der Leistungsreduzierung. Hiermit wird die entgangene Stromlieferung bepreist.[191]
- Der KWK-Zuschlag[192] für die nicht produzierbaren Kilowattstunden.
- Die berechneten vermiedenen Netzentgelte für den Zeitraum der EMM.

Bei KWK-Anlagen ist in Anlehnung an Gliederungspunkt 6.2.2 zu beachten, dass unverhältnismäßig hohe Folgeschäden aus einer Abregelung dieser Anlagen entstehen können.

---

188 Vgl. hierzu EEG 2012, § 11 Abs. 1 und § 6 Abs. 1.

189 152,4 Mio. € sind als KWK-Fördervolumen für 2011 in Deutschland geplant, während beim EEG-Fördervolumen 15.973 Mio. € erwartet werden. Vgl. 50hertz, amprion, EnBW, TenneT (2010a), S. 3 und (2010b).

190 Der Preis wird stündlich ermittelt und ist auf der Internetseite der European Energy Exchange, Strombörse in Leipzig (EEX) abrufbar. Vgl. EEX.

191 Bei KWK-Anlagen kann ebenfalls von einer tendenziell konstanten Leistungsabgabe ausgegangen werden. Insofern ist die Ausfallarbeit wie bei Biomasse-Anlagen laut Gliederungspunkt 5.2.3 zu ermitteln.

192 Der KWK-Zuschlag ist nicht zu verwechseln mit dem KWK-Anteil oder KWK-Bonus. Letzterer fällt für Anlagen an, welche der Förderung nach dem EEG unterliegen. Der KWK-Zuschlag wird dagegen für konventionelle Stromerzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung gewährt. Vgl. KWK-G (2009), § 7.

7 Darstellung verschiedener Entschädigungsalternativen

7.1 Entschädigungs-Optionen für Windenergieanlagen

7.1.1 Grundlagen für Entschädigungszahlungen von Windenergieanlagen

Für Windenergieanlagen existiert in Abhängigkeit von den aktuellen Fördervoraussetzungen nur eine EEG-Vergütungskategorie.[193] Die Unterschiede zu den anderen Energieträgern liegen bei der Ermittlung der Stromleistung, die theoretisch hätte erbracht werden können (= Soll-Leistung). Die folgenden Kapitel zur Windenergie berücksichtigen daher nur die unterschiedlichen Varianten zur Berechnung der Soll-Leistung. Die detaillierte Formelherleitung zu den drei im Folgenden betrachteten Verfahren ist Anhang 5 zu entnehmen.

7.1.2 Pauschalverfahren Windenergie

Beim Pauschalverfahren wird angenommen, dass sich die Leistungsabgabe während einer EMM konstant verhält. Die theoretische Leistung entspricht nach diesem Ansatz der Leistung des letzten vor der EMM liegenden vollständig gemessenen Viertelstunden-Zeitintervalls.[194] Diese Methodik wird aus Vereinfachungsgründen angewendet, um die relativ komplexen Berechnungen, welche sich aufgrund der Leistungsbestimmung bei schwankenden Windverhältnissen für jede WEA ergeben, nicht vornehmen zu müssen. Die Formel lautet wie folgt:

$$\overline{P}_{Soll} = P_{i,ist,vor} * x\%_{WEA}$$

Formel 6: Soll-Leistung nach dem Pauschalverfahren Wind

Erläuterungen:

$P_{i,ist,vor}$ Letzter vollständig gemessener Viertelstunden-Leistungswert vor der EMM am Netzverknüpfungspunkt in [kW]

$x\%_{WEA}$ Anteil der WEA an der gemessenen Zählpunktleistung in [%]

---

193 Dies steht im Gegensatz zu Photovoltaik- und Biomasse-Anlagen. Vgl. hierzu EEG 2009 und EEG 2012, §§ 29 bis 31.

194 Vgl. BNetzA (2011a), S. 13.

Die Ermittlung der Soll-Leistung pro WEA erfolgt, indem die letzte vollständig vor der EMM gemessene Ist-Leistung am Zählpunkt nach einem geeigneten Schlüssel[195] auf Einzelanlagen verteilt wird. In Anhang 6 ist die schrittweise Vorgehensweise zur Ermittlung der Entschädigungsansprüche anhand eines Berechnungsbeispiels nachzuvollziehen.

7.1.3 Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 (Korrektur der Leistung)

Das Spitzabrechnungsverfahren 1 berücksichtigt, im Gegensatz zum Pauschalverfahren, die naturgemäß im Zeitablauf auftretenden Windschwankungen.

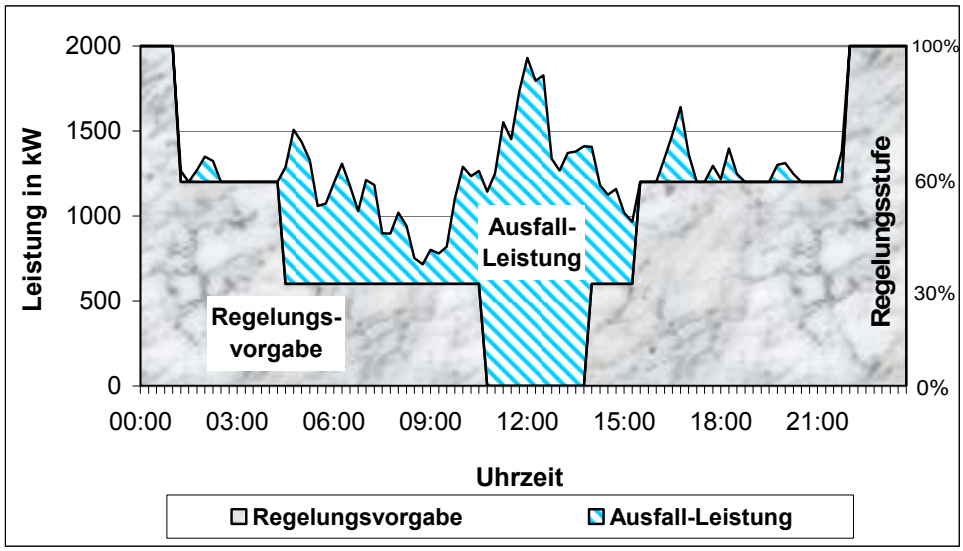


Abb. 13: Modell einer EMM-bedingten Ausfall-Leistung von WEA[196]

Abb. 13 veranschaulicht auf Basis eines typischen schwankenden Windeinspeiseprofils, dass die Herausforderung darin besteht, die theoretisch ohne Abregelung produzierbare Arbeit (= schraffierte Fläche) bestmöglich nachzubilden. Die gera-

---

[195] Da in vielen Fällen mehrere WEA an einem Netzverknüpfungspunkt angeschlossen sind, ist die am Zählpunkt gemessene Gesamtleistung aufzuteilen. Dies kann nach verschiedenen Kriterien erfolgen. So können bspw. die Anlagennennleistungen, die Referenzerträge oder die Anlagenuntermessungen als Basis für den Verteilungsschlüssel gewählt werden. Es ist einerseits darauf zu achten, dass die Summe der Anteile immer 100 % entspricht und andererseits, dass der Verteilungsschlüssel so gewählt wird, dass die realen Bedingungen bestmöglich abgebildet werden.

[196] Bei diesem Modell wird angenommen, dass die Ist-Arbeit nicht oberhalb der Regelungsvorgabe der Netzbetreiber liegt. Falls die Ist-Werte unterhalb der Regelungsstufe liegen, werden diese bildlich durch die granitfarbenen Stufen verdeckt. Dies soll aussagen, dass im Falle höherer als erforderlicher Abregelungen, trotzdem nur die Unterschiedswerte zwischen Soll-Arbeit und vorgegebenem Regelungs-Grenzwert (= schraffierte Fläche) abgerechnet werden darf. Zu Ausnahmen vgl. Gliederungspunkt 6.2.2.

den, stufenartigen Blöcke zeigen dabei die Regelungsvorgabe der Netzbetreiber, welche grundsätzlich nicht überschritten werden darf.

Um diese schraffierte Fläche möglichst genau für Abrechnungszwecke zu reproduzieren, werden auf der Grundlage von Winddaten[197] die theoretischen Leistungswerte auf Basis anlagenspezifischer Leistungskurven abgeleitet. Allerdings stimmt der so ermittelte theoretische Leistungswert aufgrund verschiedener Ursachen[198] nicht mit der tatsächlich gemessenen und nutzbaren Stromleistung überein. Daher ist der potenzielle Fehler zwischen der tatsächlich verfügbaren und der theoretischen Leistung zu bestimmen. Zu diesem Zweck wird ein ereignisspezifischer Korrekturfaktor ermittelt, womit das Verhältnis zwischen Ist- und theoretischer Leistung auf Basis einer vollen Stunde[199] unmittelbar vor einer EMM bestimmt wird. Die Kernprämisse dieses Verfahrens ist somit, dass die Unterschiede zwischen Ist und Theorie auch für die Dauer einer EMM gelten.[200] Folgende Daten sind hierfür erforderlich:

- Die Leistungskurve[201] der Windenergieanlage, die anzeigt, wie hoch die abgegebene elektrische Leistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit ist.
- Eine Windmessung und historische Aufzeichnungen der Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe. Der Mittlungszeitraum sowie die Dokumentation der Windgeschwindigkeiten liegen üblicherweise bei zehn Minuten.[202]
- Die tatsächliche am Netzverknüpfungspunkt angekommene Arbeit/Leistung, i. d. R. in Viertelstunden-Zeitintervallen.

---

197 Die Windmessung läuft unabhängig von der Leistungsreduktion unverändert weiter.

198 Vgl. hierzu Gliederungspunkt 5.2.1.

199 Für die Ermittlung des Korrekturfaktors auf Grundlage der letzten Stunde vor einer EMM sind einige Besonderheiten zu beachten. Da i. d. R. Ist-Messwerte an der Abrechnungsmesseinrichtung in Viertelstunden-Intervallen und die Windgeschwindigkeiten in Zehn-Minuten Mittelwerten vorliegen, sind diese beiden Werte zeitlich in Übereinstimmung zu bringen. Daraus folgt, dass die Beginnzeit für die Ermittlung des Korrekturfaktors jeweils zur halben oder zur vollen Stunde erfolgen muss. Vgl. BNetzA (2011a), S. l5.

200 Das hier beschriebene und im Markt bereits weitgehend etablierte Verfahren lehnt sich an die Berechnungssystematik für das Spitzabrechnungsverfahren der BNetzA an. Vgl. BNetzA (2011a), S. 14-16.

201 Zu den Hintergründen von Leistungskennlinien vgl. Gliederungspunkt 5.2.1.

202 Vgl. Gasch/Twele (2010), S. 151.

Liegen alle diese Daten vor, kann die Berechnung der Soll-Leistung nach der folgenden Formel vorgenommen werden:

$$\overline{P}_{Soll} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \min[P_{\max,LKL}; P_{i,theo} * k_{Wind,p}]$$

Formel 7: Soll-Leistung für das Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 (Korrektur Leistung)

$P_{max,LKL}$ Maximalleistung laut Hersteller-Leistungskennlinie in [kW]
$P_{i,theo}$ Theoretische Leistung pro Zeitintervall in [kW]
$k_{Wind,p}$ Korrekturfaktor der theoretischen Leistung in [%]

Zunächst wird die theoretische Leistung pro i. d. R. zehnminütigem Windgeschwindigkeitsintervall laut Leistungskennlinie der Anlage abgelesen. Dieser jeweils einzeln vorliegende theoretische Leistungswert ($P_{i,theo}$) ist danach mit dem Korrekturfaktor ($k_{Wind,p}$) zu multiplizieren, um die Abweichungen zwischen der tatsächlichen, am Netzverknüpfungspunkt gemessenen, Ist-Leistung und der theoretischen Leistung auszugleichen. Das Ergebnis aus theoretischer Leistung mal Korrekturfaktor wird zusätzlich der Bedingung unterzogen, dass die Nennleistung der Anlage niemals überschritten werden darf, was rein rechnerisch bei Korrekturfaktoren größer eins[203] der Fall sein könnte. Nach Prüfung dieser Bedingung pro theoretischem Leistungswert wird das arithmetische Mittel über diese in Zehnminuten-Schritten vorliegenden Daten gebildet. Das Ergebnis ist die durchschnittliche Soll-Leistung während einer EMM. In Anhang 7 ist die schrittweise Vorgehensweise zur Ermittlung der Entschädigungszahlung anhand eines Berechnungsbeispiels beschrieben.

7.1.4 Spitzabrechnungsverfahren WEA 2 (Korrektur der Windgeschwindigkeit)

Analog dem Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 ist bei diesem Verfahren das fluktuierende Windangebot die Grundlage für die Ermittlung der theoretischen

[203] Dieser Sachverhalt zeigt sich durchaus in der Praxis und deutet darauf hin, dass entweder die Leistungskennlinie der Anlage nicht die realen Bedingungen widerspiegelt oder die Verteilung der gesamten Ist-Leistung an der Messstelle des Netzverknüpfungspunkts auf einzelne WEA nicht korrekt ist.

Leistung. Zur Durchführbarkeit der Abrechnung sind dieselben abrechnungsrelevanten Informationen erforderlich wie beim Spitzabrechnungsverfahren 1. Allerdings wird im Gegensatz zur ersten Methode nicht die theoretische Leistung korrigiert, sondern der Windgeschwindigkeitswert, auf dessen Basis die theoretische Leistung dann direkt abgeleitet werden kann. Das Verfahren beruht auf der Prämisse, dass das Verhältnis der fiktiven und gemessenen Windgeschwindigkeitsmittelwerte in einer vollen Stunde unmittelbar vor einer EMM für die Dauer der EMM ebenfalls gilt. Der Vorteil dieses Verfahrens liegt darin, dass eine Über- bzw. Unterschreitung der Leistung bei theoretischer Nenngeschwindigkeit schon rein rechnerisch nicht erfolgen kann.[204] Die schrittweise Vorgehensweise ist wie folgt:

- Im ersten Schritt wird berechnet, welche Windgeschwindigkeit bei einer tatsächlichen am Netzverknüpfungspunkt gemessenen Leistung hätte vorliegen müssen[205], um eben diese Ist-Leistung laut Leistungskennlinie zu erzielen.[206]
- Dieser so ermittelte, fiktive Windgeschwindigkeitsmittelwert wird im zweiten Schritt durch den Mittelwert der tatsächlich gemessenen Windgeschwindigkeiten im analogen Vergleichszeitraum (i. d. R. eine Stunde vor der EMM) dividiert. Das Ergebnis dieser Rechenoperation ist ein Korrekturfaktor der Windgeschwindigkeitsmessung, welcher auf die jeweiligen Windmessungen der Einzel-Anlagen angewendet werden kann.

Mittels dieses korrigierten Windgeschwindigkeitswerts ist die Soll-Leistung der WEA direkt bestimmbar. Die kompakte Formel für die Berechnung der Soll-Leistung für das Spitzabrechnungsverfahren 2 lautet wie folgt.

---

204 Vgl. hierzu Gliederungspunkt 8.2.1.

205 Einer möglichst wirklichkeitsgetreuen Aufteilung der Gesamtleistung auf mehrere Einzelanlagen kommt eine hohe Wichtigkeit zu, da ansonsten der Korrekturfaktor der Einzelanlage (Vergleich Ist laut Aufteilung des Gesamtwertes mit Theorie laut Windgeschwindigkeit und Leistungskennlinie) verfälscht werden kann. Vgl. hierzu auch Gliederungspunkt 7.1.3.

206 Ermittlung einer fiktiven Windgeschwindigkeit auf Basis der zugrundeliegenden Leistungskennlinie.

$$\overline{P}_{Soll} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} P_i(LK_{Typ}, v_{i,Wind,neu})$$

Formel 8: Soll-Leistung für das Spitzabrechnungsverfahren WEA 2 (Korrektur Windgeschwindigkeit)

Erläuterungen:

$v_{i,Wind,neu}$	Korrigierter Windgeschwindigkeitswert im Zeitintervall in [m/s]
$P_i(LK_{Typ,}$ $v_{i,Wind,neu})$	Leistung pro Zeitintervall laut Leistungskennlinie in Abhängigkeit vom korrigierten Windgeschwindigkeitswert in [kW]

Zur Ermittlung der durchschnittlichen Soll-Leistung wird die Leistung pro Zeitintervall auf Basis des korrigierten Windgeschwindigkeitswerts unter Zugrundlegung der jeweiligen Leistungskennlinie der Anlage abgelesen. Der arithmetische Mittelwert über die Anzahl dieser Leistungen ergibt die durchschnittliche Soll-Leistung der jeweiligen WEA. Eine detaillierte Formelherleitung kann Anhang 5, ein praktisches Anwendungsbeispiel aus Anhang 8 entnommen werden.

7.2 Entschädigungs-Optionen für Photovoltaik-Anlagen

7.2.1 Grundlagen für Entschädigungszahlungen von PV-Anlagen

Photovoltaik-Anlagen sind nach dem EEG in zwei Kategorien unterteilt. In § 32 „Solare Strahlungsenergie“ sind alle Photovoltaik-Anlagen zusammengefasst, welche nicht an oder auf baulichen Anlagen angebracht sind.[207] Für diese sog. Bodenanlagen besteht unabhängig von der Anlagengröße für jede produzierte bzw. produzierbare Kilowattstunde nur ein fixer Vergütungssatz.

Für Anlagen, die zur zweiten Gruppe der nach dem EEG förderfähigen Photovoltaik-Anlagen gemäß § 33 EEG „Solare Strahlungsenergie an oder auf Gebäuden“ zählen, existieren verschiedene Vergütungssätze in Abhängigkeit von der Anlagennennleistung oder Kilowattpeakleistung.[208] Die Formel für die Entschädigungszahlung für Anlagen, welche solare Strahlungsenergie an oder auf Gebäu-

---

[207] Vgl. EEG 2009 und 2012 (2011), § 32.

[208] Die Solarbranche definiert die Leistung von Solarmodulen oftmals in Watt Peakleistung (Wp), also Spitzenleistung. Dies entspricht der Leistung unter normierten Testbedingungen und dient der Vergleichbarkeit verschiedener Module. Vgl. Wengenmayr (2011), S. 38.

den in Strom umwandeln, ist in Anlehnung an Grundformel 3 daher wie folgt zu erweitern:

$$EZ_{PV,G} = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \sum_{i_V=1}^{n_V} \frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V,N}}{P_{Nenn}}$$

Formel 9: Berechnung der Entschädigungszahlung für PV-Anlagen gemäß § 33 EEG

Erläuterungen:

$EZ_{PV,G}$	Entschädigungszahlung für PV-Anlagen auf Gebäuden in [€]
n_V	Anzahl Vergütungskategorien
i_V	Vergütungskategorie
$V_{Einsp,iV}$	EEG spezifischer Vergütungssatz je Vergütungskategorie in [ct/kWh]
$\Delta P_{iV,N}$	Anteil der Nennleistung an der Vergütungskategorie in [kW]
P_{Nenn}	Nennleistung der Anlage in [kW]

In Formel 9 wird der entsprechende Anteil der Kilowattpeakleistung ($\Delta P_{iV,N}/P_{Nenn}$) mit dem jeweils hierfür vorgesehenen EEG spezifischen Vergütungssatz ($V_{Einsp,iV}$) multipliziert. Die Summe aus diesen Teil-Ergebnissen ergibt einen gewichteten Vergütungssatz, welcher mit der EisMan-Dauer und der Ausfall-Leistung multipliziert wird, um die Ausfallentschädigung in Euro zu erhalten.

Für PV-Anlagen gemäß § 32 EEG (Bodenanlagen) ist Grundformel 3 für die Entschädigungszahlung direkt anwendbar. Bezüglich der Ermittlung der Ist-Leistung gelten die allgemeingültigen Grundlagen in Gliederungspunkt 6.2. Weitere Unterschiede zu den anderen Energieträgern sind lediglich in Bezug auf die Berechnung der Soll-Leistung festzustellen. Von daher beziehen sich die folgenden Berechnungsmethoden für PV-Anlagen nur auf die Berechnung der Soll-Leistung. In Anhang 9 sind die Formelherleitungen für die jeweiligen Verfahren in ausführlicher Form beschrieben.

7.2.2 Einstrahlungsmessverfahren

Das Prinzip dieses Verfahrens ist, dass unter Einsatz der Einstrahlungswerte am oder für den Anlagenstandort zunächst ein Energieertrag unter Idealbedingungen berechnet wird, welcher um einen aus der Historie ermittelten Verlustfaktor zu

korrigieren ist.[209] Diese Berechnung ist sachgerecht, da der durchschnittliche reale Energieertrag der Solarzellen infolge von Verschmutzungen und Erwärmung deutlich geringer ist als die theoretische Leistung unter Idealbedingungen. Hinzu kommen Verluste durch Abschattungen und Wechselrichterverluste.[210] Der zuvor erwähnte Korrekturfaktor zwischen realen und idealen Bedingungen wird berechnet, indem das Verhältnis zwischen Ist-Leistung und theoretischer Leistung in einem repräsentativen Vergleichszeitraum ermittelt wird. Die rechnerisch ermittelte theoretische Leistung ist dann um diesen Faktor zu korrigieren. Ziel ist es, die durch die Regelung reduzierte Leistung zu berechnen, welche durch die schraffierte Fläche in Abb. 14 gekennzeichnet ist.

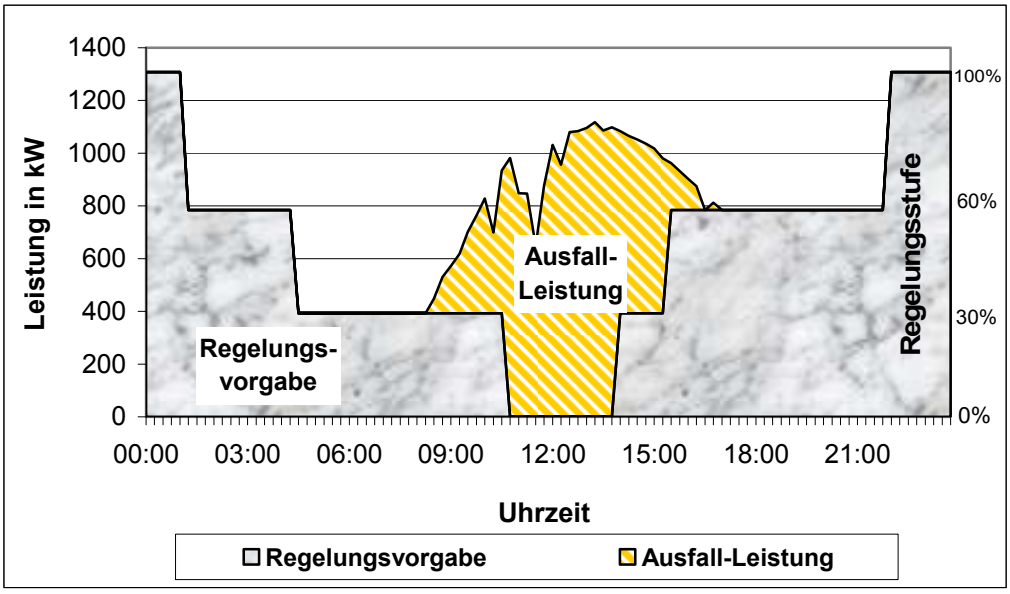


Abb. 14: Modell einer EisMan-bedingten Ausfall-Leistung von PV-Anlagen

Die Voraussetzungen zur Ermittlung der Soll-Leistung (schraffierte Fläche in Abb. 14) sind bei diesem Verfahren, dass Aufzeichnungen über die Einstrahlungsleistung[211] am Anlagenstandort vorliegen sowie dass die Ist-Einspeisung der Anlage in der jeweiligen Netzregion abrufbar ist.[212]

---

209 Vgl. E.ON Netz (2011f), S. 31.

210 Vgl. Quaschnig (2008), S. 211.

211 Zur Anwendbarkeit von Formel 10 (siehe S. 65) ist es nicht zwingend erforderlich, dass sich die Quelle zur Messung der Bestrahlungsstärke direkt an der Anlage befindet. Alternativ ist die Einstrahlungsleistung auch von darauf spezialisierten Institutionen bzw. Unternehmen erhältlich, welche historische Strahlungsleistungswerte in räumlichen und unterschiedlichen

Auf Basis dieser Daten kann die Berechnung der Soll-Leistung nach folgender Formel vorgenommen werden:

$$\overline{P}_{Soll\,PV,E} = \frac{\overline{G}_{h,EMM}}{\overline{G}_{h,VZ}} * \overline{P}_{Ist,VZ}$$

Formel 10: Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen anhand des Einstrahlungsmessverfahrens[213]

$\overline{P}_{SollPV,E}$ Theoretische Soll-Leistung für PV-Anlagen auf Basis von Einstrahlungswerten in [kW]

$\overline{G}_{h,EMM}$ Einstrahlungsleistung im EMM-Zeitraum in [W/m^2]

$\overline{G}_{h,VZ}$ Einstrahlungsleistung im Vergleichszeitraum zu $\overline{P}_{Ist,VZ}$ in [W/m^2]

$\overline{P}_{Ist,VZ}$ Mittelwert der Ist-Leistung im Vergleichszeitraum in [kW]

Nach dieser Formel wird die spezifische Einstrahlungsleistung während einer EMM ($\overline{G}_{h,EMM}$) um das Verhältnis zwischen durchschnittlicher Stromleistung in Kilowatt ($\overline{P}_{Ist,VZ}$) und durchschnittlicher Einstrahlungsleistung ($\overline{G}_{h,VZ}$) auf Basis eines geeigneten Vergleichszeitraums[214] korrigiert. Im Ergebnis führen diese Berechnungen zu der Soll-Leistung, welche auf Basis der Strahlungsleistung im EEM-Zeitraum und unter der Annahme identischer Witterungsbedingungen wie im Vergleichszeitraum theoretisch hätte produziert werden können. Im Anhang 10 ist ein Berechnungsbeispiel beigefügt. In dieser Datei sind nur die grau hinterlegten Felder auszufüllen, damit ein vollständiger Ertragsausfall berechnet werden kann.[215]

---

zeitlichen Auflösungen anbieten. Beispiel hierfür sind SMA Solar Technology AG (SMA), Meteocontrol oder Deutscher Wetterdienst (DWD).

212 Vgl. EEG 2012, § 11 Abs. 1 Nr. 3.

213 Formel 10 beruht auf dem identischen Prinzip wie die lineare Funktion auf Basis von Abb. 10 (siehe S. 39). Das Verhältnis zwischen der Ist-Leistung eines historischen Zeitraums ($\overline{P}_{Ist,,VZ}$) und der Strahlungsleistung ($\overline{G}_{h,VZ}$) desselben Zeitraums (Bsp. hier 4.563,9 kW/1.000 W/m^2 = 4,5639) entspricht letztlich der Konstante 4,5639 der linearen Funktion in Abb. 10. Der Strahlungswert $\overline{G}_{h,EMM}$ steht sozusagen für den x-Wert der Funktion in Abb. 10.

214 Ein Vergleichszeitraum ist geeignet, wenn die Bedingungen dieses Zeitraums (z. B. Außentemperatur) mit den Bedingungen des EMM-Zeitraums ungefähr übereinstimmen.

215 Zum Zwecke der Prüfbarkeit der Abrechnung hat der Anlagenbetreiber auf Anforderung beim Netzbetreiber Nachweise vorzulegen, auf welcher Grundlage die rechnungsrelevanten Daten basieren und wie diese ermittelt worden sind.

7.2.3 Referenzmodulverfahren

Dieses Verfahren sieht vor, die Leistung einzelner Solarmodule auf die gesamte Anlagenfläche linear hochzurechnen.[216] Die Grundvoraussetzung dieser Methode ist, einzelne Module nicht über die Abregelungstechnik zu steuern, damit die Leistungsabgabe dieser Einheiten regulär weiterlaufen und gemessen werden kann. Für die technische Umsetzbarkeit des Referenzmodulverfahrens, bspw. in Form einer getrennten Steuerung dieser Module über einen eigenen Wechselrichter, hat der Anlagenbetreiber zu sorgen.[217]

Um potenzielle Fehler[218] aus der linearen Hochrechnung der Referenzmodulleistung auf die Gesamtanlagenleistung ausgleichen zu können, ist das Verhältnis zwischen der Ist-Leistung an der Abrechnungsmessung am Netzverknüpfungspunkt und der gemessenen Referenzmodulleistung in einem geeigneten für die EMM repräsentativen Vergleichszeitraum festzustellen. Anhand dieser Relation kann die Soll-Leistung auf Basis des Messwerts des Referenzmoduls berechnet werden. Die Formel hierfür lautet wie folgt:

$$\overline{P}_{Soll_{PV,R}} = \overline{P}_{ref,EMM} * \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{\overline{P}_{ref,VZ}}$$

Formel 11: Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen anhand des Referenzmodulverfahrens

Erläuterungen:

$\overline{P}_{SollPV,R}$ Theoretische Soll-Leistung für PV-Anlagen auf Basis von Referenzmodulen/-anlagen in [kW]

$\overline{P}_{ref,EMM}$ Durchschnittliche Leistung des/der Referenzmodule für die Dauer der EMM in [kW]

$\overline{P}_{ref,VZ}$ Durchschnittliche Leistung des/der Referenzmodule für die Dauer des Vergleichszeitraums in [kW]

---

216 Vgl. E.ON Netz (2011f), S. 30.

217 Zusätzlich ist zu beachten, dass grundsätzlich kein Stromfluss über die Regelungsstufe hinaus ins Netz der öffentlichen Versorgung erfolgen darf.

218 Abweichungen können bestehen, da die gemessenen Leistungs- bzw. Arbeitswerte direkt an den Referenzmodulen (oder Wechselrichtern) gemessen werden und diese u. U. nicht vollständig repräsentativ für die Gesamt-Anlage sind. Mögliche Fehlerquellen sind bspw. unterschiedliche Modulausrichtung, -neigung, -wirkungsgrade sowie Verschattungsverhältnisse innerhalb der Gesamtanlage.

Der Quotient aus ($\overline{P}_{Ist,VZ}$) und ($\overline{P}_{ref,VZ}$) spiegelt das Verhältnis zwischen durchschnittlicher Ist-Leistung der Gesamtanlage im Vergleichszeitraum und durchschnittlicher Leistung der Referenzmodule im analogen Vergleichszeitraum wider. Aus der Multiplikation dieses Faktors mit der durchschnittlichen Referenzmodul-Leistung während der EMM resultiert die theoretische Leistung ($\overline{P}_{Soll}$). In Anhang 11 ist ein Praxisbeispiel zur Berechnung der Ausfallentschädigung beigefügt. Durch das Befüllen der gelben Felder in diesem Beispiel kann ein Ertragsausfall nach der Logik von Anhang 9 bzw. auf Grundlage der hier beschriebenen Systematik für die Soll-Leistung berechnet werden.

7.2.4 Referenzanlagenverfahren

Die dritte Option zur Berechnung von Ertragsausfällen besteht darin, die Leistungsdaten von ungeregelten Nachbaranlagen (Referenzanlagen) zu nutzen und unter Beachtung der folgenden Restriktionen auf die Hauptanlage zu übertragen. Die Mindestanforderungen sind eine geringe räumliche Entfernung der Referenzanlage von der Hauptanlage, die Abrufbarkeit der Ist-Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt sowie die Tatsache, dass die Anlage nicht unter die gesetzliche Verpflichtung zur Teilnahme am Einspeisemanagement fällt.[219]

Zur Abrechnung kann ebenfalls die Berechnungsmethodik des Referenzmodulverfahrens verwendet werden.[220] Zu beachten ist jedoch, dass bei ungeregelten Nachbaranlagen i. d. R. nicht die gleichen Modulwirkungsgrade, -ausrichtungen, -neigungswinkel und Verschattungsverhältnisse wie bei der reduzierten Hauptanlage bestehen. Daraus resultiert, dass dieselbe Einstrahlungsleistung aufgrund verschiedener Anlagendaten zwei unterschiedlich nutzbare Leistungen hervorrufen kann. Dieser Umstand kann analog zum Referenzmodulverfahren mit dem Kor-

---

[219] Die Einhaltung dieser Mindestanforderungen wird ab 01.01.2012, aufgrund der neuen Regelung im EEG zur Einbeziehung von PV-Anlagen ins Einspeisemanagement, zunehmend problematisch. Die neue Regelung sieht vor, dass PV-Anlagen bereits ab einer installierten Nennleistung von 30 kW in das Einspeisemanagement einbezogen werden. Dies gilt sogar für Anlagen unter 30 kW, falls diese ihre Wirkleistung nicht auf 70 % der installierten Leistung begrenzen. Allerdings werden Anlagen mit einer installierten Leistung bis 100 kW erst nachrangig gegenüber den anderen Anlagen geregelt. Vgl. EEG 2012, § 6 Abs. 1 und 2.

[220] Vgl. Gliederungspunkt 7.2.3, die Formelherleitung in Anhang 9 und das Berechnungsbeispiel in Anhang 11.

rekturfaktor behoben werden. Es ist jedoch zu beachten, dass die Genauigkeit des Ergebnisses umso höher wird, je näher die Vergleichsdaten (Anlagen- und Standortbedingungen) an den tatsächlichen Bedingungen der Anlage liegen, für welche eine Ausfallentschädigung zu berechnen ist.[221]

7.3 Entschädigungs-Optionen für Biomasse-Anlagen

7.3.1 Grundlagen für Entschädigungszahlungen von Biomasse-Anlagen

Für die Entschädigungsberechnung von Biomasse-Anlagen sind einige grundlegende Unterschiede im Vergleich zu Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen zu beachten. Dies bezieht sich zum einen auf die Grundlagen zur Berechnung der Ausfallarbeit und zum andern auf die Zuordnung der entgangenen Mengen zu verschiedenen Vergütungssätzen.

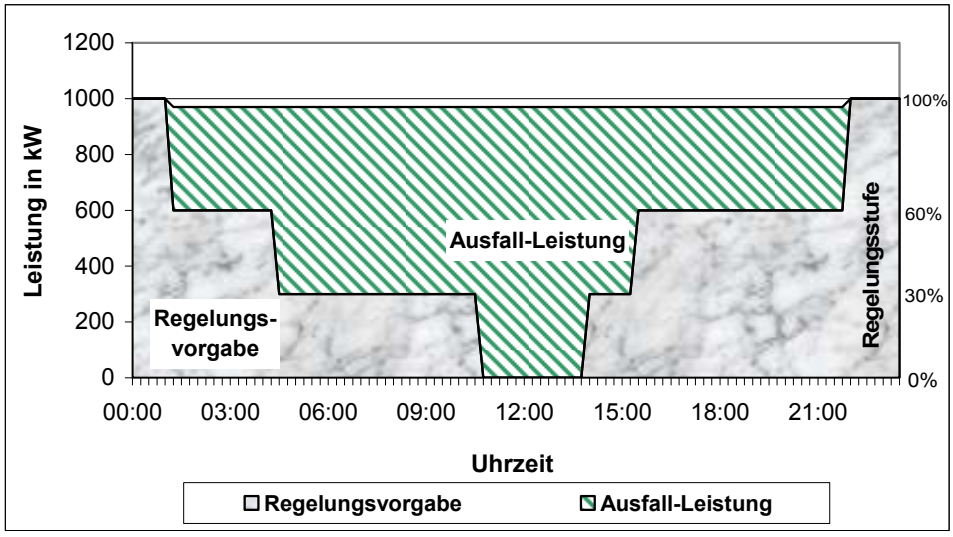


Abb. 15: Modell einer EisMan-bedingten Ausfall-Leistung von Biomasse-Anlagen

Abb. 15 illustriert, dass sich die Mengenkomponente (Ausfall-Leistung) bei Biomasse-Anlagen auf Grundlage des typischen gleichmäßigen Einspeiseprofils relativ einfach ermitteln lässt.[222] Für die Bestimmung der durchschnittlichen elektrischen Soll-Leistung ($\overline{P}_{Soll,el}$) kann von daher die unmittelbar vor der EMM gemes-

[221] Je repräsentativer die Werte der Referenzmodule bzw. -anlage, bzw. die Einstrahlungsleistung am Standort für die Gesamtanlage sind, desto geringer ist der potenzielle Fehler für die Ermittlung der theoretischen Leistung.

[222] Vgl. hierzu Gliederungspunkt. 5.2.3.

sene Leistung auch für die Dauer einer EMM unterstellt werden.[223] Dies geht aus folgender Formel hervor:

$$\overline{P}_{Soll,el} = P_{i,ist,vor}$$

Formel 12: Soll-Leistung für Biomasse-Anlagen

Erläuterungen:

$\overline{P}_{Soll,el}$ Mittelwert der theoretisch zu erzielenden elektrischen Leistung während der EMM in [kW]

Ferner gelten für die Ermittlung der durchschnittlichen Ist-Leistung energieträgerübergreifend die gleichen Grundsätze,. woraus resultiert, dass die Ermittlung der Mengenkomponente der Entschädigungszahlung ($\overline{P}_{a,el} = \overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}$) für alle Biomasse-Anlagen gemäß § 27 EEG[224] nach einheitlichen Prinzipien erfolgt.

Die Aufteilung der entgangenen Ausfall-Leistung bzw. -arbeit auf verschiedene Vergütungssätze ($V_{Einsp,iV}$) hat bei allen Biomasse-Anlagen auf Basis der Bemessungsleistung zu erfolgen. Zur Veranschaulichung der Ermittlung und Verwendung der Bemessungsleistung wird auf die Beispielrechnung in Anhang 12 verwiesen. Unter Beachtung dieser Ausführungen kann die Grundformel für Biomasse-Anlagen wie folgt dargestellt werden:

$$EZ_{Bio} = EZ_{Bio,el} = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \Delta t * \sum_{i_V=1}^{n_V} \frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}$$

Formel 13: Berechnung der Entschädigungszahlung für die elektrische Ausfallarbeit von Biomasse-Anlagen

Erläuterungen:

EZ_{Bio} Entschädigungszahlung für Biomasse-Anlagen in [€]

$EZ_{Bio,el}$ Entschädigungszahlung für die elektrische Ausfallarbeit von Biomasse-Anlagen in [€]

$\overline{P}_{Ist,el}$ Mittelwert der tatsächlichen elektrischen Leistung an der Abrechnungsmesseinrichtung während der EMM in [kW]

---

[223] Das Verfahren funktioniert genauso wie das Pauschalabrechnungsverfahren Windenergie. Vgl. Gliederungspunkt 7.1.2. Lediglich die Verteilung auf Einzelanlagen unterhalb des Zählpunktes entfällt bei Biomasse-Anlagen, da in der Regel eine nach § 6 EEG definierte Anlage pro Netzverknüpfungspunkt besteht.

[224] Zu Biomasse-Anlagen im Sinne von § 27 EEG zählen alle Anlagen, welche feste, flüssige und gasförmige Einsatzstoffe verwenden und die Voraussetzungen für Förderungen nach § 27 EEG erfüllen.

ΔP_{iV} Anteilige Bemessungsleistung der jeweiligen Vergütungskategorie i_V in [kW]

$\overline{P}_{Bem}$ Bemessungsleistung in [kW]

Zunächst wird in Formel 13 der anhand der Bemessungsleistung berechnete Anteil ($\Delta P_{iV}/\overline{P}_{Bem}$) an der jeweiligen Vergütungskategorie mit dem entsprechenden Vergütungssatz ($V_{Einsp,iV}$) [225] multipliziert. Die Summe aus diesen Teil-Ergebnissen ergibt einen gewichteten Vergütungssatz, welcher mit der EisMan-Dauer und der Ausfall-Leistung zu multiplizieren ist, um die Ausfallentschädigung in Euro zu erhalten.[226]

Da Biomasse-Anlagen gemäß § 27 EEG neben der elektrischen in vielen Fällen auch thermische Leistungen erzeugen und das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeproduktion bei den unterschiedlichen Anlagenkonstellationen stark variiert, ist eine separate Darstellung der Ermittlung der einzelnen zu entschädigenden Komponenten, wie im Folgenden gezeigt wird, erforderlich. Die ausführlichen Formelherleitungen aller einzelnen Vergütungskomponenten sowie kombiniert nach den jeweils beanspruchbaren Preisbestandteilen[227] sind Anhang 13 zu entnehmen.

7.3.2 Grundlagen für die Entschädigung des KWK-Anteils

Anlagen, welche aufgrund von Kraft-Wärme-Kopplung zusätzlich zur Stromproduktion Wärme erzeugen und nutzen sowie die entsprechenden Vergütungsvoraussetzungen für den Bonus erfüllen, können über die reguläre EEG-Vergütung hinaus einen Anspruch auf entgangenen KWK-Anteil geltend machen. Eine separate Betrachtung dieses Punkts ist erforderlich, da der KWK-Anteil für eine Vielzahl von Biomasse-Anlagen in zunehmendem Maße einen Vergütungsbestandteil darstellt und die Berechnung für die Höhe des KWK-Anteils nicht unmittelbar auf der elektrischen Ausfallarbeit basiert.

---

[225] Dieser Vergütungssatz besteht aus der Grundvergütung und ggf. aus Vergütungssatzerhöhungen, welche sich aufgrund der gesetzlichen Regelungen des EEG 2009 und EEG 2012, § 27 ergeben. Zu beachten ist, dass Vergütungssatzerhöhungen aufgrund von Kraft-Wärme-Kopplung eine separate Mengenbasis erfordern. Vgl. Gliederungspunkt 7.3.2.

[226] Vgl. Anhang 12 zur Berechnung eines gewichteten Vergütungssatzes.

[227] Zur Differenzierung von Biomasse-Anlagen nach Preisbestandteilen vgl. Abb. 11 (auf S. 41).

Weitere Erläuterungen können anhand der folgenden Formel vorgenommen werden:

$$EZ_{Bio,KWK} = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * \sigma_{Strom} * \Delta t * \frac{V_{KWK}}{100}$$

Formel 14: Berechnung der Entschädigungszahlung für den KWK-Anteil

Erläuterungen:

$EZ_{Bio,KWK}$	Entschädigungszahlung für den KWK-Anteil in [€]
$\overline{P}_{VZ,th}$	Thermische Wärmeleistung im Vergleichszeitraum in [kWh_{th}]
$\overline{P}_{VZ,el}$	Elektrische Leistung im Vergleichszeitraum in [kWh]
σ_{Strom}	Stromkennzahl[228] (lt. Vorgabe des Herstellers bzw. Gutachters)
V_{KWK}	Vergütungssatz für den KWK-Anteil in [ct/kWh]

Bei dieser Formel wird zunächst die elektrische Ausfall-Leistung mit dem Verhältnis aus thermischer[229] und elektrischer Leistung auf Grundlage eines angemessenen Vergleichszeitraums multipliziert.[230] Das Produkt aus diesem Zwischenergebnis wird mit der Stromkennzahl, der Zeit in Stunden (Δt) sowie dem Vergütungssatz für den KWK-Anteil (V_{KWK}) multipliziert, um die isolierte Entschädigungshöhe für den KWK-Anteil zu erhalten.

Zur Berechnung der gesamten Vergütung, inkl. KWK-Anteil, sind die Formeln 13 und 14 zusammenzufassen. Detaillierte Informationen zur Zusammenführung der Formeln können Anhang 13 entnommen werden.

---

228 Die Stromkennzahl σ bezeichnet in Heizkraftwerken und Blockheizkraftwerken das Verhältnis von elektrischer Leistung *P* zum Nutzwärmestrom *Q*. Die Stromkennzahl ist im Regelfall bereits vom Hersteller vorgegeben oder ist vom Umweltgutachter nachzuweisen. Bei Anlagen > 2 Megawatt Nennleistung ist diese jährlich vom Gutachter zu bestätigen, während für serienmäßig hergestellte Anlagen < 2 Megawatt Nennleistung i. d. R. eine Herstellerbescheinigung ausreichend ist. Vgl. EEG 2009, Anlage 3 Absatz II Nr. 1.

229 Grundlage für die Bestimmung der Ausfallwärme für EEG-Anlagen, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, ist die Wärme, die in einem Vergleichszeitraum produziert und auf Basis eines Wärmemengenzählers dokumentiert ist. Vgl. E.ON Netz (2010a), S. 8.

230 Der Vergleichszeitraum soll dabei so gewählt werden, dass die Ableitung der entgangenen Wärmemenge und die daraus resultierende Basis für den KWK-Zuschlag möglichst repräsentativ für die Dauer der EMM ist (Vgl. hierzu auch Anhang 13 für die Formelherleitung und Anhang 14 für ein Berechnungsbeispiel).

$$EZ_{Bio} = EZ_{Bio,el} + EZ_{Bio,KWK} =$$

$$EZ_{Bio} = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \Delta t * [\sum_{i_V=1}^{n_V} (\frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}) + \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * \sigma * \frac{V_{KWK}}{100}]$$

Formel 15: Berechnung der Ausfallentschädigung für Biomasse-Anlagen inkl. KWK-Anteil

Bei dieser zusammengefassten Formel wird ein durchschnittlicher Vergütungssatz für die elektrische Leistung, inkl. des KWK-Anteils, ermittelt. Dieser gewichtete Vergütungssatz wird mit der elektrischen Ausfall-Leistung und der in Stunden umgerechneten EMM-Dauer multipliziert. Ergebnis ist die Höhe des gesamten Entschädigungsanspruchs für Biomasse-Anlagen mit KWK-Nutzung in Euro.

7.3.3 Pauschale Berechnungsvarianten für Biomasse-Anlagen

In Anlehnung an die in Abb. 11 vorgenommene Unterscheidung von Biomasse-Anlagen sind auch die folgenden Varianten im Rahmen von pauschalen Berechnungsansätzen zu differenzieren. Bei Anlagen *ohne EEG-Wärmeförderung* beschränkt sich der monetäre Ausfall des Anlagenbetreibers auf die entgangene elektrische Ausfallarbeit, bewertet mit dem EEG-Vergütungssatz. Auf eingesparte Aufwendungen, welche prinzipiell laut § 12 EEG angesetzt werden könnten, wird im Rahmen des pauschalen Verfahrens verzichtet.[231] Die Entschädigungsansprüche sind somit auf Grundlage von Formel 13 ermittelbar.

Bei Anlagen *mit EEG-Wärmeförderung ohne redundante Wärmeversorgung* kann die vereinfachte Annahme getroffen werden, dass sich die entgangenen Wärmeerlöse mit den aufgrund der Produktionsreduzierung eingesparten Aufwendungen (für Biomasseeinsatzstoffe) gegenseitig aufheben. Der ausgefallene KWK-Anteil ist unabhängig hiervon ansetzbar. Insofern ist Formel 14 hier direkt verwendbar.

Die eben beschriebenen Prämissen gelten ebenfalls für *Anlagen mit EEG-Wärmeförderung mit redundanter Wärmeversorgung*. Nach diesem Ansatz kom-

---

[231] Dies erscheint gerechtfertigt, da der Umwandlungsprozess von Rohbiomasse zu für die Produktion nutzbaren Biomasse-Substraten aufgrund einer EMM üblicherweise nicht eingestellt wird und somit keine Einsparungen beim Biomasse-Material auftreten. Eventuell ist hier zwischen verschiedenen Biomasse-Anlagen in Abhängigkeit vom Produktionsprozess und den Einsatzstoffen (fest, flüssig, gasförmig) zu differenzieren. Etwas einfacher stellt sich die Bezifferung von Einsparungen bei fester (z.B. Holz) oder flüssiger (z.B. Rapsöl) Biomasse dar, da diese keinen vorgelagerten Produktionsprozess erfordern.

pensieren die Kosten für die Ersatzwärmeversorgung die eingesparten Aufwendungen aufgrund nicht eingesetzter Biomasse-Einsatzstoffe. Im Rahmen der pauschalen Verfahren ist zusätzlich zu vernachlässigen, ob die Ersatzversorgung vom Anlagenbetreiber oder vom Abnehmer vorgenommen wird. Die Entschädigungsberechnung kann auch in diesem Fall auf Basis der Formel 14 erfolgen. Ein Berechnungsbeispiel hierzu ist im Anhang 14 aufgeführt. Daraus ist ersichtlich, dass die zusätzlichen Vergütungskomponenten wie die thermische Leistung, Brennstoffkosten und eingesparte Aufwendungen jeweils mit null angesetzt werden.

7.3.4 Konkrete Berechnungsvarianten für Biomasse-Anlagen

Die Unterscheidung der konkreten Berechnungsvarianten bezieht sich ebenfalls auf die Differenzierung der Biomasse-Anlagen in Abb. 11:

Bei Anlagen *ohne EEG-Wärmeförderung* deckt sich die konkrete mit der pauschalen Berechnungsvariante.[232] Das liegt zum einen daran, dass über die reguläre Stromvergütung hinaus keine zusätzlichen Vergütungsansprüche aufgrund von entgangenen Wärmelieferungen bestehen. Zum andern wird aus Vereinfachungsgründen auf etwaige Abzugspositionen aufgrund von Produktionsreduktionen, bspw. in Form von eingesparten Biomassesubstraten oder festen bzw. flüssigen Einsatzstoffen, verzichtet.[233] Somit ist auch in diesem Fall Formel 13 als formale Abrechnungsgrundlage geeignet.

Bei Anlagen *mit EEG-Wärmeförderung ohne redundante Wärmeversorgung* ist offensichtlich, dass durch den teilweisen oder vollständigen Produktionsausfall keine Wärmeerlöse generiert werden können. Im ersten Schritt ist die Berechnung der thermischen Ausfallarbeit erforderlich:

$$\overline{P}_{a,th} = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}}$$

Formel 16: Berechnung der thermischen Ausfall-Leistung

---

232 Vgl. Gliederungspunkt 7.3.3.

233 Insbesondere bei Biogasanlagen ist die Einsparung schwer bezifferbar, da der Produktionsprozess der Biomasseeinsatzstoffe durch eine temporäre, hinsichtlich der Zeitdauer nicht planbare EMM üblicherweise nicht gestoppt wird. Vgl. BDEW (2012), S. 27.

Erläuterungen:

$\overline{P}_{a,th}$ Thermische Ausfall-Leistung in [kW_{th}]

Bei dieser Formel wird das Produkt aus elektrischer Ausfall-Leistung mit dem Verhältnis aus thermischer[234] und elektrischer Leistung gebildet, um die theoretisch während einer EMM ausgefallene Wärmeleistung zu erhalten. Um diese möglichst realitätsnah abzubilden, wird unterstellt, dass die Relation zwischen Wärme und Strom in einem angemessenen[235] Vergleichszeitraum auf die Dauer der EMM übertragen wird.

Da die entgangenen Wärmeerlöse im Gegenzug auch eingesparte Aufwendungen bei der Biomassezuführung zur Folge haben (können), ist dies zusätzlich in der folgenden Formel zu berücksichtigen:

$$EZ_{Bio,th} = \overline{P}_{a,th} * \Delta t * \frac{V_{th}}{100} - EA = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * \Delta t * \frac{V_{th}}{100} - EA$$

Formel 17: Entschädigungszahlung für entgangene Wärmeerlöse

Erläuterungen:

$EZ_{Bio,th}$ Entschädigungszahlung für entgangene Wärmeerlöse in [€]
V_{th} Vergütungssatz für die thermische Wärmelieferung in [ct/kWh_{th}]
EA Eingesparte Aufwendungen in [€]

Die entgangene thermische Wärmeleistung ($\overline{P}_{a,th}$) wird mit der Zeitdauer und dem Vergütungssatz[236] pro kWh_{th} multipliziert, um die Entschädigungszahlung für den Ausfall der Wärmelieferung zu erhalten. Etwaige eingesparte Aufwendungen (EA), wozu beispielsweise die Einsparung von Biomasseeinsatzstoffen oder Prozessenergie zu zählen ist, sind der Entschädigungsberechnung gegenzurechnen.[237]

---

234 Für Hintergründe zur thermischen Leistung vgl. Gliederungspunkt 7.3.2.

235 Als angemessener Vergleichszeitraum kann beispielsweise der Vormonat oder das Vorjahr angesehen werden.

236 Es gilt der tatsächlich entgangene, mit einem Wärmeabnehmer vereinbarte Vergütungssatz, welcher vom Anlagenbetreiber nachzuweisen ist.

237 Die Kalkulationsgrundlagen für die Abzugspositionen sollten in transparenter und nachvollziehbarer Form vorliegen und von den Netzbetreibern jederzeit angefordert werden können.

Auf Basis der bisherigen Grundlagen kann die gesamte Entschädigungszahlung für Biomasse-Anlagen *mit KWK Bonus ohne redundante Wärmeversorgung* in einer Formel wie folgt abgebildet werden:

$$EZ_{Bio} = EZ_{Bio,el} + EZ_{Bio,KWK} + EZ_{Bio,th} - EA =$$

$$EZ_{Bio} = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \Delta t * [\sum_{i_V=1}^{n_V} (\frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}) + \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * (\sigma * \frac{V_{KWK}}{100} + \frac{V_{th}}{100})] - EA$$

Formel 18: Entschädigungszahlung für Biomasse-Anlagen mit KWK-Anteil und entgangenen Wärmeerlösen

Mittels Formel 18 kann die komplette Ausfallentschädigung für Anlagen berechnet werden, welche aufgrund einer EMM keine bzw. geringere Wärmeerlöse erzielen konnten. Die Zusammenfassung der Formeln 13, 14 und 17 führt zum Ergebnis, dass ein gesamter, gewichteter Vergütungssatz ermittelt wird, welcher bereits alle vergütungsrelevanten Komponenten beinhaltet. Daraufhin erfolgt die Multiplikation dieses Satzes mit der Ausfall-Leistung und der Zeitdauer. Von diesem Entschädigungsbetrag werden schließlich die eingesparten Aufwendungen abgezogen, um den Gesamtanspruch des Anlagenbetreibers darzustellen. In Anhang 14 wird dieses Berechnungsverfahren anhand eines Beispiels illustriert.

Bei Anlagen *mit EEG-Wärmeförderung mit redundanter Wärmeversorgung* ist davon auszugehen, dass bei vollständiger Kompensation der Wärmelieferung durch diese Substitutionsanlage keine entgangenen Wärmeerlöse anfallen. Dafür entstehen einerseits Zusatz-Kosten durch die alternative Wärmeerzeugung und andererseits sind eingesparte Aufwendungen durch die Produktionsreduktion in der Biomasseanlage anzusetzen. Die Entschädigungszahlung für die zusätzlichen Brennstoffkosten der Ersatzwärmeversorgungsanlage kann wie folgt dargestellt werden:

$$EZ_{Bio,Br} = \overline{P}a,th * \frac{1}{\eta_{\text{th}}} * \Delta t * \frac{V_{Br}}{100} - EA = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * \frac{1}{\eta_{\text{th}}} * \Delta t * \frac{V_{Br}}{100} - EA$$

Formel 19: Entschädigungszahlung für die Brennstoffkosten der redundanten Heizungsanlage

$EZ_{Bio,Br}$ Entschädigungszahlung für die Brennstoffkosten in [€]

V_{Br} Vergütungssatz für den Brennstoff in [ct/kWh$_{th}$]
η_{th} Thermischer Wirkungsgrad[238] in [%]

Die entgangene thermische Wärmeleistung ($\overline{P}_{a,th}$)[239] wird in dieser Formel mit der Zeitdauer multipliziert und dem aktuellen Brennstoffpreis bewertet. Da jedoch nicht die thermisch messbare Nutzwärme ($\overline{P}_{a,th}$) die Basis für die Brennstoffkosten darstellt, sondern der Heizkessel einen höheren Energieeinsatz benötigt, um diese thermische Nutzwärme zu produzieren, werden die Brennstoffkosten für die Ersatzwärmeversorgungsanlage um diesen Wirkungsgrad nach oben korrigiert. Bezüglich. der eingesparten Aufwendungen kann auf den vorhergehenden Punkt verwiesen werden.

Die Gesamtformel zur Berechnung der Entschädigung im Falle redundanter Wärmeerzeugung lautet wie folgt:

$$EZ_{Bio} = EZ_{Bio,el} + EZ_{Bio,KWK} + EZ_{Bio,Br} - EA =$$

$$EZ_{Bio} = (\overline{P}_{Soll,el-}\ \overline{P}_{Ist,el}) * \Delta t * [\sum_{i_V=1}^{n_V} (\frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}) + \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} (\sigma * \frac{V_{KWK}}{100} + \frac{V_{Br}}{100} * \frac{1}{\eta_{th}})] - EA$$

Formel 20: Entschädigungszahlung für Biomasse-Anlagen mit KWK-Anteil und zusätzlichen Brennstoffkosten

Mit Formel 20, welche die Formeln 13, 14 und 19 zusammenfasst, ist die komplette Ausfallentschädigung für Biomasse-Anlagen nebst zusätzlichen Kosten für die redundante Stromerzeugung ermittelbar. Die Herleitungen der Formeln sowie ein Berechnungsbeispiel unter Berücksichtigung aller im Rahmen dieser Untersuchung theoretischen Vergütungskomponenten sind in Anhang 13 und 14 beschrieben.

7.4 Entschädigungs-Optionen für weitere EEG-Anlagen

Im Rahmen dieser Untersuchung werden die weiteren nach EEG-förderfähigen Kategorien Wasserkraft, Deponie- und Klärgas sowie Geothermie aus den in

---

238 Verhältnis von Nutzwert (Nutzwärme) zu zugeführtem Brennwert. Dieser Ansatz ist erforderlich, da die thermische Wärmeleistung (Nutzenergie) aufgrund von Energieumwandlungsverlusten einen höheren Brennstoffeinsatz erfordert, welcher mittels des Faktors $1/\eta_{th}$ berücksichtigt wird.

239 Vgl. Formel 16.

Gliederungspunkt 5.2.4 genannten Gründen in Summe betrachtet. Erstens liegt deren Anteil am mengenmäßigen EE-Portfolio nach einer Prognose der vier ÜNB bei 6,1 bis 7,8 Prozent.[240] Zweitens haben diese Energieformen die Gemeinsamkeit, dass die Einspeiseleistung nicht von der unmittelbaren Verfügbarkeit des Primärenergieträgers abhängt. Infolgedessen ist es naheliegend, die gleichen Grundlagen für die Berechnung der theoretisch während einer EMM produzierbaren Arbeit (=Soll-Arbeit) anzusetzen, wie es bei Biomasse-Anlagen[241] oder beim Pauschalverfahren für Windenergie[242] der Fall ist. Konkretere Aussagen zu diesen EE-Kategorien werden zudem dadurch erschwert, dass bislang keine Erfahrungen mit Abregelungen dieser Energieformen bekannt geworden sind.

Vor dem Hintergrund der bisherigen Erkenntnisse erscheint es ratsam, diese EE-Formen mittels der Pauschalverfahren abzurechnen, zumindest unter den Voraussetzungen, dass keine unverhältnismäßigen wirtschaftlichen Folgeschäden[243] bzw. übergeordneten Zielsetzungen, wie bspw. Umweltschutz, potenziellen Abregelungen entgegenstehen.

---

240 Vgl. Gliederungspunkt 5.2.4 und Abb. 12.

241 Vgl. Gliederungspunkt 7.3.

242 Vgl. Gliederungspunkt 7.1.1.

243 Vgl. Gliederungspunkt 6.2.2.

8 Empfehlungen von energieträgerspezifischen Entschädigungssystematiken

8.1 Bewertung der Berechnungsvarianten anhand einer Nutzwertanalyse

Nachdem im siebten Kapitel die unterschiedlichen Entschädigungsoptionen je Energieträger aufgezeigt wurden, erfolgt nun die Bewertung dieser Varianten anhand einer Nutzwertanalyse. Aufbauend auf allgemeinen theoretischen Grundlagen zum Bewertungsmodell „Nutzwertanalyse“ und der Beschreibung der konkreten Anwendung dieses Modells im Rahmen der hier vorgenommenen Untersuchung werden die Befragungs-Ergebnisse vorgestellt, interpretiert sowie die Vor- und Nachteile diskutiert.

8.1.1 Theoretische Grundlagen einer Nutzwertanalyse

Die ursprünglich von *Zangemeister* entwickelte Nutzwertanalyse[244] zählt wie die inhaltlich mit ihr eng verwandten Scoring-Verfahren zu den multikriteriellen Evaluationsverfahren[245] und dient im Rahmen der qualitativen Planung zur Entscheidungsfindung oder -unterstützung[246]. Der Einsatz der Nutzwertanalyse bietet sich insbesondere dann an, wenn mehrere Alternativen zur Lösung eines Problems zur Wahl stehen und Daten entweder nicht oder nur mit hohem Aufwand quantifizierbarer sind. Nutzwertanalysen tragen durch die strukturierte Vorgehensweise einerseits dazu bei, das Problemverständnis beim Planenden zu schärfen[247], andererseits dienen sie dazu, basierend auf Überlegungen, Erfahrungen und Kenntnissen

---

244 Vgl. Zangemeister (1976); Bechmann (1978); Zangemeister/Bomsdorf (1983).

245 Vgl. Peters/Zelewski (2004), S. 295. Zu multikriteriellen Evaluationsverfahren im Überblick sei verwiesen auf Bamberg/Coenenberg/Krapp (2008), S. 52 ff.; vgl. zu Entscheidungsanalyseinstrumenten im Überblick ferner Klein/Scholl (2004).

246 Zur Nutzwertanalyse im Kontext der Abgrenzung von qualitativen und quantitativen Planungstechniken vgl. Bieg/Kußmaul (2009), S. 38 f.

247 Vgl. Bieg/Kußmaul (2009), S. 42-43.

von Experten[248] mehrere alternative Entscheidungen zu analysieren und zu bewerten.[249]

Anhand des folgenden Leitfadens kann eine Nutzwertanalyse schrittweise geplant und durchgeführt werden:

- Definition der Alternativen
- Aufstellung des Zielsystems
- Festlegung der Bewertungskriterien
- Auswahl des Befragungstyps und der Entscheidungsträger
- Befragung und Auswertung der Ergebnisse.

Im Rahmen der *Definition der Alternativen* sind die zur Auswahl stehenden Produkte, Dienstleistungen etc. genau zu beschreiben und voneinander abzugrenzen. In diesen Formulierungen dürfen keinerlei Meinungen oder Wertungen integriert sein, sondern sollten sich ausschließlich auf objektiv differenzierbare Merkmale beziehen.[250] Auf dieser Grundlage können die zur Erreichung des Oberziels relevanten Teilziele festgelegt werden.

Die *Aufstellung des Zielsystems* beinhaltet die Festlegung des zu erreichenden Oberziels (z. B. Auswahl eines Produkts aus mehreren Alternativen) und die Bestimmung der relevanten Kriterien/Teilziele. Diese sollen die Handlungsoptionen nach verschiedenen Kriterien differenzieren, um das Oberziel möglichst vollständig abzudecken. Besonderer Wert ist neben der näheren Erläuterung der Zielkriterien darauf zu legen, dass die Teilziele sich inhaltlich nicht überschneiden oder gegenseitig beeinflussen.[251]

---

248 Experten sind solche Personengruppen, die mit dem Themenkomplex der jeweiligen Fragestellung aufgrund ihrer Erfahrungen und/oder theoretischen Kenntnisse vertraut sind und fundierte Aussagen treffen können. Vgl. Koch (2004), S. 300.

249 Vgl. Gardner (2002), S. 82.

250 Sollten Wertungen bzw. Vor- oder Nachteile formuliert werden, besteht die Gefahr, dass die Objektivität der Bewertung beeinflusst wird.

251 Vgl. Bieg/Kußmaul (2009), S. 44.

Im Zuge der *Festlegung der Bewertungskriterien* ist es die Aufgabe des Planenden, die Rangfolge der Teilziele zur Erreichung des Gesamtziels zu bestimmen und so zu gewichten,[252] dass die Summe der Teilnutzenwerte 100 Prozent ergibt.

Danach sind, völlig isoliert von der Teilzielgewichtung, die Erfüllungsgrade oder Zielerträge festzulegen.[253] Damit wird dem Bewertenden vorgegeben, nach welchem Maßstab und mittels welcher Skalierung[254] die einzelnen Alternativen zu bewerten sind. Anschließend sind von den Entscheidungsträgern verschiedene Varianten hinsichtlich ihres Beitrags zum jeweiligen Teilziel zu beurteilen. Die Summe dieser Teilnutzen pro Alternative ergibt den Gesamtnutzen der jeweiligen Alternative.[255]

Nach der Festlegung auf konkrete Alternativen und Bewertungskriterien erfolgt die *Auswahl des Befragungstyps und der Entscheidungsträger*. Zu klären ist, ob die zu befragenden Entscheidungsträger einer repräsentativen Grundgesamtheit entsprechen sollen oder eine vorselektierte Gruppe von Experten für die Bewertung vorgesehen ist. Bei sehr speziellen Themen und intransparenten Märkten bietet es sich an, eine Personengruppe mit entsprechenden Erfahrungen, Interessen und theoretischen Kenntnissen auszuwählen. Zudem ist zu entscheiden, ob die Befragung mündlich oder schriftlich durchgeführt wird.

Zuletzt erfolgt die *Befragung und Auswertung der Ergebnisse.* In diesem Schritt werden die Ergebnisse aller Befragungen vom Planer zusammengefasst und ausgewertet. Grundsätzlich gilt, dass die Alternative umso geeigneter ist, je höher der Zielerreichungsgrad, also der Gesamtnutzenwert, ist.

8.1.2 Vorgehensweise und Prämissen für die Untersuchung

Die Nutzwertanalyse wurde im Rahmen dieser Untersuchung dazu eingesetzt, um die Problemstellung zu systematisieren und um ausgewählten Experten ein einheitliches und leicht interpretierbares Bewertungsinstrument an die Hand zu ge-

---

252 Vgl. Klein/Scholl (2004), S. 4.

253 Vgl. Schuh (2001), S. 20.

254 Zu den verschiedenen Skalierungstypen (insbesondere kardinale, ordinale oder nominale Skalierung) vgl. Statista.

255 Vgl. die eigens erstellte Nutzwertanalyse in Anhang 15.

ben. Auf Basis von Expertenmeinungen sind dann, unter Berücksichtigung eigener Präferenzen und Argumente, Empfehlungen für energieträgerspezifische Entschädigungssystematiken ausgesprochen worden.

In Analogie zur Vorgehensweise in Gliederungspunkt 8.1.1 wird im Folgenden die konkrete Planung und Durchführung der Nutzwertanalyse, inkl. der Befragung, beschrieben.

Zunächst erfolgte auf der Grundlage des Gesamtziels „Entwicklung von Empfehlungen für energieträgerspezifische Entschädigungssystematiken" die *Definition der Alternativen.* Jede Berechnungsmethode/Alternative wurde sowohl in kompakter textlicher Form als auch sehr detailliert, inkl. Formelherleitung, beschrieben. Zusätzlich wurde jede Variante mit einem Berechnungsbeispiel auf Excel-Basis unterlegt.[256]

Unter dem Punkt *„Aufstellung des Zielsystems"* ist das Gesamtziel in Teilziele bzw. Bewertungskriterien[257] untergliedert worden. Durch diese Systematisierung sind die Befragten dazu angehalten, nach unterschiedlichen Entscheidungskriterien zu differenzieren.[258] Besonderer Wert wurde darauf gelegt, dass die einzelnen Teilziele das Gesamtziel möglichst vollständig beschreiben und dass gleichzeitig eine zu hohe Anzahl von Teilzielen vermieden wird. Zusätzlich sind die Beurteilungskriterien näher erläutert worden, um Fehlinterpretationen und Missverständnisse zu vermeiden.

Darauf folgte die *Festlegung der Bewertungskriterien.* Bei den dabei berücksichtigten Kriterien (Teilzielen) wurde – anknüpfend an das Prinzip des unzureichenden Grundes[259] – von einer gleichen Bedeutung ausgegangen, sodass jedes einzel-

---

256 Die Berechnungsbeispiele sind im Anhang 6, 7, 8, 10, 11, und 14 aufgeführt.

257 Zum Aufbau der Nutzwertanalyse und zur Interpretation der Teilziele vgl. Anhang 15.

258 Neben Systematisierungsaspekten soll diese Zieldifferenzierung dazu beitragen, dass die Befragten in ihrem Entscheidungsprozess mehrere, ggf. auch konkurrierende Teilziele einfließen lassen. Damit soll erreicht werden, dass der Nutzen einer Variante nicht ausschließlich von einer isolierten Präferenz, zu bspw. einem Entscheidungskriterium wie Genauigkeit, abhängig gemacht wird.

259 Hinsichtlich einer kritischen Betrachtung der Verwendung des auf *Laplace* zurückgehenden Prinzips des unzureichenden Grundes im Kontext von Entscheidungsmodellen sei verwiesen auf Laux/Gillenkirch/Schenk-Mathes (2012), S. 86 ff. Das besagte Prinzip wird verstärkt auch als Indifferenzprinzip bezeichnet; vgl. dazu Dillmann (1990), S. 10.

ne Bewertungskriterium zum Gesamtziel in gleich hohem Maße beiträgt. Im nächsten Schritt wurden die Erfüllungsgrade nach einer metrischen Skala, von 1 = „total ungeeignet“ bis 10 = „absolut vorhanden“, definiert.[260]

Im Schritt „*Auswahl des Befragungstyps und der Entscheidungsträger*“ erfolgte die Festlegung auf das Prognoseverfahren „Expertenbefragung“. Da einerseits Informationen über eine relativ große Anzahl von Personen vorliegen, die direkt mit EMM oder mit diesen Fragestellungen betraut sind, und zum andern die Sicherstellung der Repräsentativität sehr aufwändig und aufgrund des (noch) untransparenten Markts sehr schwierig ist,[261] erschien diese Befragungsart als die geeignetste. Dennoch stellen die der Befragung unterliegenden Personen/Unternehmen einen relevanten Ausschnitt aus Einspeisemanagement-Experten dar.[262] Die konkrete Durchführung der Expertenbefragung erfolgte per E-Mail[263] mit folgenden Informationen:

- Beschreibung des Hintergrunds der Expertenbefragung
- Eine Kurzbeschreibung der Entschädigungsalternativen
- Für vertieften Informationsbedarf eine ausführliche Beschreibung der Berechnungsmethoden mit Formelherleitungen
- Ein Berechnungsbeispiel pro Entschädigungsalternative
- Die zurückzusendende Nutzwertanalyse.[264]

Die *Befragung und Auswertung der Ergebnisse* wird im folgenden Gliederungspunkt beschrieben.

8.1.3 Präsentation der Untersuchungsergebnisse

8.1.3.1 Generelle Erkenntnisse aus der Befragung

In Abb. 16 ist die Anzahl der Befragungen pro Energieträger sowie die Rücklaufquote aufgeführt:

---

260 Vgl. Bieg/Kußmaul (2009), S. 45.

261 Vgl. Gliederungspunkt 4.1.

262 Zurückzuführen ist das auf die zahlreichen Kontakte, die im Rahmen der Tätigkeit bei E.ON Netz zu Personen bzw. Unternehmen bestehen, die von EMM betroffen sind.

263 Vgl. Anhang 16 zum Text der Expertenbefragung per E-Mail.

264 Vgl. Anhang 15.

Energie-träger	Anzahl der Anfragen		Anzahl der Rückläufer		Rücklaufquote in Prozent	
	AB	NB	AB	NB	AB	NB
Wind	26	-	12	-	46,2%	-
Photovoltaik	35	-	11	-	31,4%	-
Biomasse	22	-	8	-	36,4%	-
Alle	4	20	0	1	0,0%	5,0%
Summe	87	20	31	1	35,6%	5,0%

Legende:
AB = Anlagenbetreiber (inkl. Verbandsvertreter und Softwareunternehmen)
NB = Netzbetreiber (ink. Verbandsvertreter von Netzbetreibern)

Abb. 16: Grundgesamtheit und Rücklaufquote der Expertenbefragung

Insgesamt sind 107 Personen bzw. Unternehmensvertreter befragt worden, wobei ein starkes Interesse am Thema fast ausschließlich bei den anspruchstellenden Anlagenbetreibern festzustellen ist.[265] Die mangelnde Beteiligung der Netzbetreiber ist einerseits dadurch zu erklären, dass bislang nur wenige Netzbetreiber, dazu noch mit stark unterschiedlicher Intensität, EMM nach § 11 EEG vornehmen. Dadurch fehlen ihnen der Anreiz und die Notwendigkeit, sich schon jetzt mit dem sehr speziellen Thema auseinanderzusetzen. Ferner ist Netzbetreibern bekannt, dass zurzeit in einer gemeinsamen Verbändeempfehlung mit Vertretern von Erneuerbaren Energien Verbänden, Netzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen aktiv an einem Vorschlag für einheitliche Entschädigungssystematiken gearbeitet wird.

In der folgenden Abbildung sind die Umfrageergebnisse mit den jeweiligen Mittelwerten aus allen Ergebnissen pro Teilziel dargestellt.[266]

---

[265] Es hat sich nur ein Vertreter von Netzbetreibern an der Umfrage beteiligt. Da diese Bewertung ungefähr mit dem gleichmäßigen Bild der Durchschnittswerte in Anhang 17 übereinstimmt und keine weiteren Netzbetreiber-Meinungen vorliegen, wird auf eine Interpretation dieses Ergebnisses verzichtet.

[266] Die ausführliche Darstellung der Einzelergebnisse ist Anhang 18 zu entnehmen.

Energieform	Alternative	**Bewertungsergebnisse** Punktwerte von 1= überhaupt nicht gegeben bis 10 = ist absolut vorhanden				
		Umsetzbarkeit	Praktikabilität	Wirtschaftlichkeit	Genauigkeit	ges. Nutzenwert
		Gewichtung				
		0,25	0,25	0,25	0,25	1
Wind	P_{Wind}	7,9	7,5	5,9	2,9	6,0
	$S1_{Wind}$	5,4	4,5	6,1	7,2	5,8
	$S2_{Wind}$	5,2	4,2	5,5	6,5	5,4
Photovoltaik	EMV	5,6	5,9	5,8	6,8	6,0
	RMV	3,8	5,9	5,9	6,9	5,6
	RAV	7,1	7,6	7,7	6,9	7,3
Biomasse	P_{Bio}	7,5	7,8	6,5	5,1	6,7
	S_{Bio}	6,1	6,6	6,4	7,6	6,7
Mittelwert pro Teilziel		6,1	6,2	6,2	6,3	6,2
Legende	P_{Wind}	Pauschalverfahren Windenergie				
	$S1_{Wind}$	Spitzabrechnungsverfahren Windenergie (Korrektur Leistung)				
	$S2_{Wind}$	Spitzabrechnungsverfahren Windenergie (Korrektur Windgeschw.)				
	EMV	Einstrahlungsmessverfahren				
	RMV	Referenzmodulverfahren				
	RAV	Referenzanlagenverfahren				
	P_{Bio}	Pauschalverfahren Biomasse				
	S_{Bio}	Spitzabrechnungsverfahren Biomasse				

Abb. 17: Ergebnisse der Nutzwertanalyse in komprimierter Form[267]

Hinsichtlich der gesamten Umfrageergebnisse ist zunächst energieträgerübergreifend zu konstatieren, dass sich die Gesamtnutzenwerte aller Entschädigungsalternativen bei theoretisch möglichen Werten von 1 bis 10 in einer Spanne von 5,4 (Mindestwert einer Variante) bis 7,3 (Maximalwert einer Variante) bewegen und damit im oberen Mittelfeld angesiedelt sind. In Summe werden daher alle Varianten als grundlegend geeignet angesehen.[268] Zur besseren Interpretation dieser Gesamtnutzenwerte/Mittelwerte pro Berechnungsverfahren wurde die Standardabweichung[269] als zusätzliches Gütekriterium für die Qualität des Mittelwertes in die Überlegungen einbezogen. Denn je geringer die Volatilität des Gesamtnutzen-

---

267 Zur Abgrenzung der als nicht überschneidungsfrei wahrnehmbaren Kriterien „Umsetzbarkeit“ und „Praktikabilität“ sei unter Verweis auf Anhang 15 angemerkt, dass sich die Umsetzbarkeit auf die technischen Erfordernisse zur Umsetzung der Verfahren bezieht und die Praktikabilität die methodische Nachvollziehbarkeit bzw. allgemeine Verständlichkeit der Berechnungssystematik beschreibt.

268 Vgl. Anhang 17.

269 Die Standardabweichung beschreibt als Streuungsmaß, wie hoch die durchschnittliche Abweichung aller einzelnen Werte vom Erwartungswert bzw. hier vom arithmetischen Mittelwert ist. Vgl. Bieg/Kußmaul (2009), S. 184 auch zur Berechnung der Standardabweichung.

werts pro Variante ist, desto eher gleichen sich die Einzelergebnisse der Befragungen im Durchschnitt an den Mittelwert an.

Allgemein ist zu festzuhalten, dass die unterschiedlichen Volatilitäten[270] (zwischen 21 und 48 Prozent um den Mittelwert) der Gesamtnutzenwerte der jeweiligen Alternativen aufzeigen, dass die Experten ein durchaus unterschiedliches Bild von den vorgestellten Berechnungsmethoden haben.

8.1.3.2 Ergebnisse der Windenergie-Bewertungen

Wie aus Abb. 17 und 18 hervorgeht, ist bei den Windenergie-Ergebnissen auffällig, dass die beiden im Markt etablierten Berechnungsmethoden Pauschal- und Spitzabrechnungsverfahren 1 nahezu gleich gut bewertet wurden, während das neu entwickelte Spitzabrechnungsverfahren 2 in allen Bewertungskriterien eine in Summe geringfügig schlechtere Beurteilung erhielt als das bekannte Spitzabrechnungsverfahren 1.

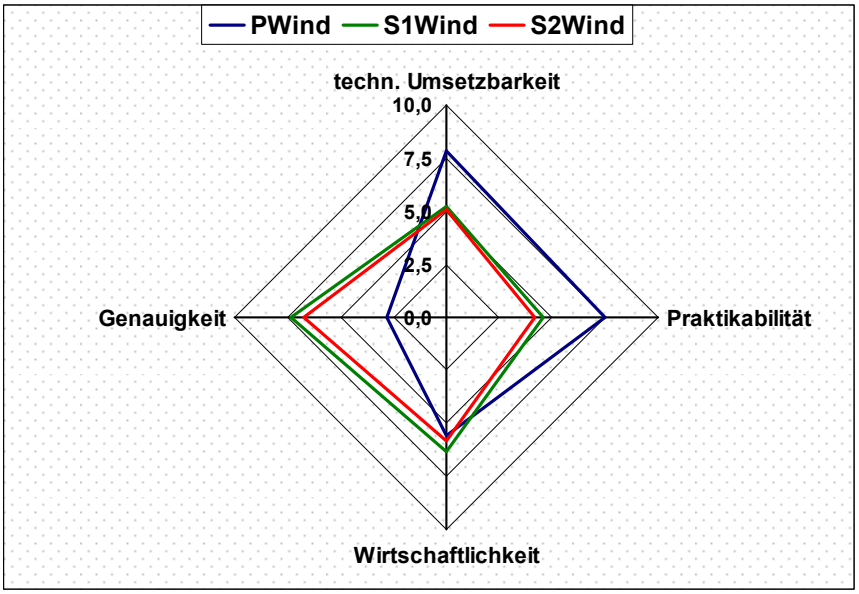


Abb. 18: Ergebnisse der Befragung von WEA-Betreibern nach Teilzielen

Ebenso veranschaulicht Abb. 18, dass die beiden etablierten Verfahren unterschiedliche Stärken und Schwächen aufweisen. Während das Pauschalverfahren bei der technischen Umsetzbarkeit und der Praktikabilität/Einfachheit Vorteile hat, kann sich das Spitzabrechnungsverfahren 1 vor allem in punkto Genauigkeit

---

[270] Die Volatilität wird mit der Standardabweichung ausgedrückt. Vgl. hierzu Anhang 18.

vom Spitzabrechnungsverfahren 2 abheben und, mit geringem Abstand, auch im Bereich Wirtschaftlichkeit. Die Gründe für die geringfügig schlechtere Bewertung des Spitzabrechnungsverfahrens 2 im Vergleich zum Spitzabrechnungsverfahren 1 sind wohl größtenteils darin zu sehen, dass das Spitzabrechnungsverfahren 2 noch unbekannt ist und die Befürchtung weckt, dass evtl. neue aufwändige Anpassungsmaßnahmen an veränderte Vorgaben erfolgen müssen.

8.1.3.3 Ergebnisse der Photovoltaik-Bewertungen

Die drei Photovoltaikentschädigungssystematiken zeigen hinsichtlich der Gesamtnutzenwerte und der Standardabweichungen ein unterschiedliches Bild.[271] Beim Kriterium Genauigkeit liegen zwar alle drei Verfahren gleichauf, jedoch sind vor allem bei der technischen Umsetzbarkeit, wie es Abb. 19 illustriert, große Abweichungen festzustellen. Das insgesamt am schlechtesten beurteilte Referenzmodulverfahren fällt auch in diesem Punkt deutlich hinter die anderen Verfahren zurück.

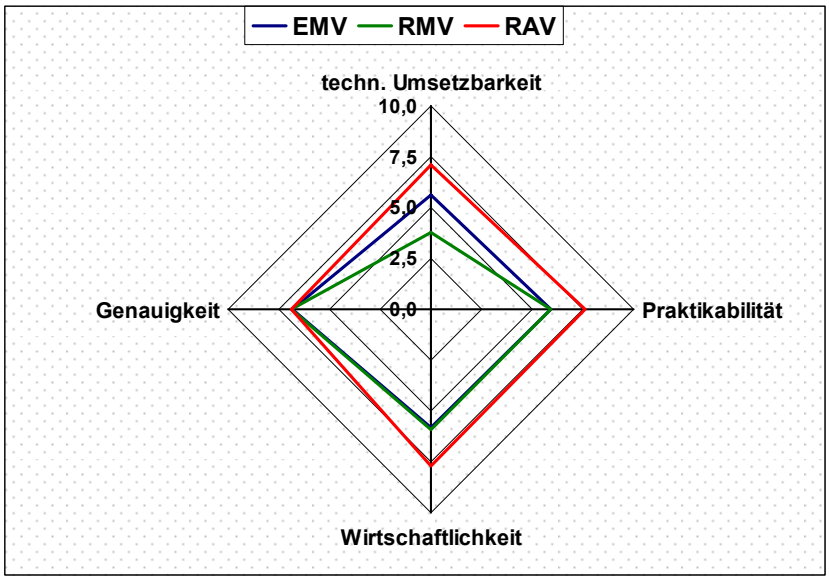


Abb. 19: Ergebnisse der Befragung von PV-Betreibern nach Teilzielen

Zudem ist bei den PV-Verfahren auffällig, dass sich bei den Gesamtnutzenwerten und den Standardabweichungen ein anderes Bild zeigen würde, wenn Ausreißer bzw. Extrempositionen aus der Statistik herausgerechnet werden würden. Die Ge-

[271] Vgl. Abb. 17 und Anhang 18 für detaillierte Ergebnisse. (Die durchschnittlichen Gesamtnutzenwerte pro Variante sind in Anhang 18 grau schattiert markiert).

samtnutzenwerte der drei Verfahren näherten sich dann an und die Schwankungsbreiten fielen geringer aus. Beim Einstrahlungsmessverfahren würde sich ein Gesamtnutzenwert von 6,5 statt 6,0 berechnen und die Standardabweichung würde sich von 2,4 (entspricht einer 40-prozentigen durchschnittlichen Schwankung um den Mittelwert) auf 1,9 (entspricht einer 29-prozentigen durchschnittlichen Schwankung um den Mittelwert) verringern. Das mit einem Nutzenwert von 7,3 am besten bewertete Referenzanlagenverfahren würde dann mit 7,1 Nutzenpunkten abschneiden.[272] Da bislang noch kein standardisiertes Entschädigungsverfahren für Photovoltaik-Anlagen im Markt existiert, kann die Bewertung als neutral im Vergleich zu den WEA-Verfahren betrachtet werden.

8.1.3.4 Ergebnisse der Biomasse-Bewertungen

In Abgrenzung zu den Wind- und Photovoltaik-Verfahren bestehen bei Biomasse-Anlagen weniger Probleme mit der Ermittlung der Leistung während einer EMM.[273] Deshalb standen hier auch nur zwei Verfahren, welche ausschließlich nach unterschiedlichen Preiskomponenten differenzieren, zur Diskussion. Zunächst ist festzustellen, dass beide Verfahren mit einem Gesamtnutzenwert von 6,7 gleich gut abschneiden.[274] Auch ist es nicht überraschend, dass das Spitzabrechnungsverfahren deutliche Vorteile bei der Genauigkeit hat, welche durch die schlechtere Beurteilung der technischen Umsetzbarkeit und der Praktikabilität wieder kompensiert werden. Daraus folgt, dass in Summe bei nahezu gleich hohen Werten bei der Wirtschaftlichkeit[275] gleich hohe Nutzenwerte resultieren. Dies wird in der folgenden Abb. 20 veranschaulicht:

---

[272] Die extreme Bewertung in Position 6 in Anhang 18 bei den PV-Verfahren erklärt der Bewertende mit zusätzlichen Kosten, die auf ihn, im Falle der Anwendung des Einstrahlungsmess- und des Referenzanlagenverfahrens, zukommen. Infolgedessen wurden vom Befragten alle Kriterien als negativ (Wert 1) beurteilt, während das Referenzanlagenverfahren in allen Kategorien die Bestnote erhielt.

[273] Vgl. Gliederungspunkt 5.2.1 und 7.3.

[274] Vgl. Abb. 17.

[275] Auch dieser nahezu identische Mittelwert bei der Wirtschaftlichkeit ist nachvollziehbar, da dem höheren Nutzen (i. d. R. höheren Erträgen) auch höhere administrative Aufwendungen im Zuge der Rechnungslegung gegenüber stehen.

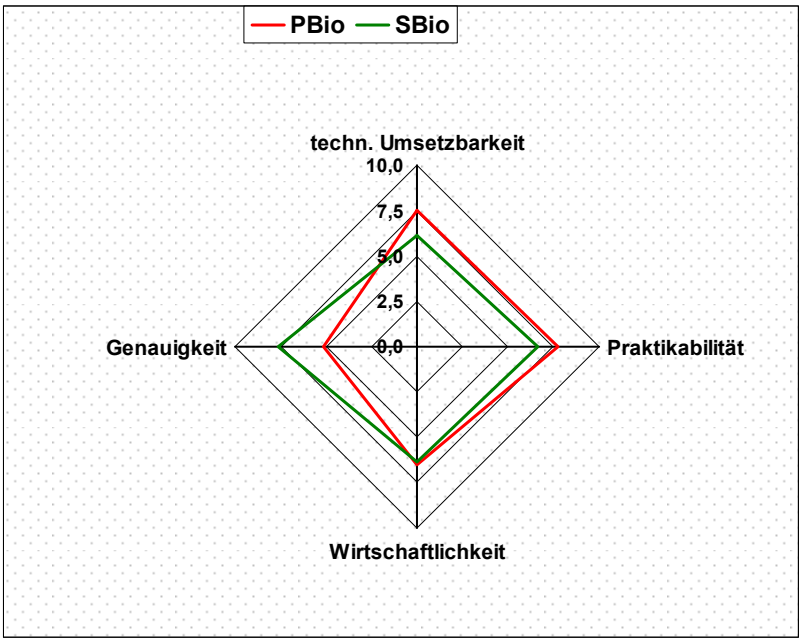


Abb. 20: Ergebnisse der Befragung von Biomasse-Betreibern nach Teilzielen

8.1.4 Möglichkeiten und Grenzen der vorliegenden Nutzwertanalyse

Das Ziel dieses empirischen Teils ist es, auf Basis eines leicht verständlichen Bewertungsverfahrens ohne aufwändige Datenanalysen schnelle Anhaltspunkte über Trends zu erhalten. Zudem ermöglicht das Instrument die quantitative Bewertbarkeit und Vergleichbarkeit von Alternativen.[276] Zwar ist eine Repräsentativität der Ergebnisse aufgrund der relativ geringen Teilnehmeranzahl der Befragung nicht gegeben, dennoch zeigt der analysierte Ausschnitt von Bewertungen von im EMM-Prozess involvierten Personen einige klare Tendenzen und auch sachlogische Ergebnisse. Ein weiterer wichtiger, positiver Aspekt für den Planenden und die Befragten ist es, dass das Gesamtziel nach unterschiedlichen Teilzielen angemessen systematisiert wurde. Durch diese Strukturierung des Zielsystems und die Integration mehrerer Beurteilungskriterien waren die Voraussetzungen für eine differenzierte Bewertbarkeit der Alternativen gegeben.

[276] Ein Beleg für die Einfachheit des Verfahrens ist die relativ hohe Rücklaufquote seitens der Anlagenbetreiber. Vgl. Abb. 16.

Auf der anderen Seite spiegelt die Gewichtung der Teilziele sowie die Vergabe der Nutzenpunkte nur die subjektive Sicht des jeweiligen Betrachters wider.[277] Die Beiträge der Teilziele zum Gesamtziel könnten von den Entscheidungsträgern evtl. mit anderen Kriteriengewichten – als Ausdruck verschiedener Artenpräferenzen – bewertet werden. Daraus könnte – subjektiv motiviert – die Wahl einer im Vergleich zu der in der vorliegenden Untersuchung auf Basis gleich ausgeprägt unterstellter Artenpräferenzen (Teilzielgewichte) ermittelten „optimalen" Entschädigungssystematik die Wahl einer „nicht optimalen", weil davon abweichenden (Entschädigungssystematik-) Alternative resultieren.[278] Das damit verbundene Problem der Überprüfung der Konsistenz der gewählten Artenpräferenzen lässt sich jedoch mithilfe der Nutzwertanalyse nicht bewältigen, da diese dazu keine Unterstützung offeriert.[279] Innerhalb der alternativ verfügbaren multikriteriellen Evaluationsverfahren existiert mit dem von *Saaty* entwickelten Analytic Hierarchy Process (AHP)[280] jedoch ein Verfahren, das exklusiv eine solche Konsistenzprüfung ermöglicht.[281]

Bei näherer Betrachtung der Beurteilungskriterien „Wirtschaftlichkeit" und insbesondere „Genauigkeit" wird deutlich, dass diese eher quantitativ messbar sind als die Kriterien „leichte technische Umsetzbarkeit" und „Praktikabilität/Einfachheit". Insofern könnten die Untersuchungsergebnisse dann konkretisiert werden, wenn Analysen auf Basis einer repräsentativen Anzahl von Messreihen vorliegen. Bei den eher qualitativen und von individuellen technischen und persönlichen Voraussetzungen abhängigen Beurteilungskriterien „technische Umsetzbarkeit" und „Praktikabilität" scheint hingegen das Bewertungsinstrument „Nutzwertana-

---

277 Wunsch- und Zielvorstellungen des jeweiligen Betrachters gehen womöglich in die Bewertung ein.

278 Vgl. Klein/Scholl (2004), S. 4.

279 Vgl. ähnlich hierzu Peters/Zelewski (2004), S. 318.

280 Zum Verfahren AHP sei verwiesen auf Saaty (1986); Saaty (1990); Saaty/Vargas (2001).

281 Hinsichtlich der Möglichkeit, mithilfe des AHP-Verfahrens Beurteilungen auf Konsistenz zu überprüfen sowie zu weiteren Vorzügen des AHP-Verfahrens gegenüber anderen multikriteriellen Evaluationsverfahrens (und damit explizit auch gegenüber der Nutzwertanalyse), wie z. B. die durch die AHP-eigene Beurteilungsskala mögliche systematische Begrenzung subjektiv motivierter (willkürlicher) Ermessensspielräume bei der Übersetzung von qualitativen, natürlich sprachlich formulierten Präferenzurteilen in numerische Werte (von Evaluationsmatrizen) vgl. Peters/Zelewski (2004), S. 318 ff.

lyse“ die Zwecke einer qualitativen Prognose geeignet zu erfüllen. Sofern jedoch unterschiedliche Artenpräferenzen, wie oben erwähnt, zu berücksichtigen sind, bietet sich aufgrund der Möglichkeit, Konsistenzprüfungen entsprechender Beurteilungen durchführen zu können, eher der Einsatz des AHP-Verfahrens an.

Im Hinblick auf die Zukunft könnte aufgrund fortschreitender Standardisierungsbemühungen das Kriterium „Genauigkeit“ ein zunehmendes Gewicht einnehmen. Benutzerfreundliche Automatisierungsprozesse im Rahmen von Softwarelösungen würden die Ermittlung von Ausfallentschädigungen dann zunehmend vereinfachen.

8.2 Empfehlungen für zu implementierende Berechnungsmethoden

8.2.1 Vorschläge für den Energieträger Wind

Unter Berücksichtigung der Umfrageergebnisse ist eine Fortführung der beiden im Markt bereits eingeführten Verfahren „Pauschalabrechnung“ und „Spitzabrechnung 1“ aus folgenden Gründen zumindest kurz- bis mittelfristig zu empfehlen. Zum einen haben sich diese beiden Verfahren im Markt bewährt, da sie entweder bereits von Betreibern selbst oder von Softwareunternehmen erfolgreich umgesetzt werden. Zum andern haben Anlagenbetreiber hiermit zwei optionale Abrechnungsverfahren zur Hand. So kann die Entscheidung entweder lauten „pauschal, schnell und einfach, aber zu Lasten der Genauigkeit“ oder „komplex und aufwändig, dafür aber reeller und exakter“. Als weiterer Aspekt ist zu nennen, dass die beiden hier vorgestellten Verfahren sich an der Grundsystematik des BNetzA-Leitfadens orientieren. Neu zu implementierende Verfahren würden neuere aufwändige Abstimmungsprozesse nach sich ziehen.

Dennoch sind mit dem Spitzabrechnungsverfahren 1 einige signifikante Schwächen verbunden, welche durch das etwas schlechter bewertete Spitzabrechnungsverfahren 2 geheilt werden könnten. So wird beim Spitzabrechnungsverfahren 2 nicht die aus der Windgeschwindigkeit resultierende Komponente (= die Leistung) korrigiert, sondern die Windgeschwindigkeit selbst. Dies ist vorteilhaft, da die Ermittlung des Korrekturfaktors beim Spitzabrechnungsverfahren 1 dazu füh-

ren könnte, dass die Maximalleistung einer WEA selbst bei steigenden Windverhältnissen niemals erreichbar ist.[282] Dieser Fall tritt auf, wenn beim Spitzabrechnungsverfahren 1 der Korrekturfaktor der Leistung deutlich kleiner als eins ist. Mittels der Rechenoperationen beim Spitzabrechnungsverfahren 2 wird dagegen die Frage beantwortet, welche Windgeschwindigkeit unter den gegebenen Bedingungen zu dieser spezifischen Ist-Leistungsabgabe an der Abrechnungsmessung geführt hätte.[283]

Aus diesen Gründen sollte, gerade auf Grund der Dominanz der Windenergie in Gebieten mit Netzengpässen und zu erwartenden zunehmenden Ertragsausfällen, auf mittlere Sicht das exaktere und gerechtere Spitzabrechnungsverfahren 2 in den Markt eingeführt werden.

8.2.2 Vorschläge für den Energieträger Sonne

Bei den PV-Anlagen kann es als Vorteil angesehen werden, dass fast noch keine Marktstandards vorgegeben[284] oder veröffentlicht sind und somit keine impliziten Beeinflussungen bei der Entscheidung für ein Verfahren durch Institutionen bestehen. Bei einem Vergleich der Gesamtnutzenwerte der drei Verfahren würde das Referenzanlagenverfahren aufgrund der höchsten Punktbewertung nach der Nutzwertanalyse aus der Perspektive von Anlagenbetreibern klarer Favorit sein.[285] Aus folgenden Gründen ist dieses Urteil jedoch differenziert zu betrachten:

---

[282] Der Grund hierfür liegt darin, dass die Anwendung des Korrekturfaktors $k_{Wind,p}$ auf den Leistungswert laut Leistungskurve zu inplausiblen Ergebnissen führen kann. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn der Korrekturfaktor nach unten signifikant von eins abweicht. Die rechnerische Konsequenz wäre, dass bei hohen Windgeschwindigkeiten niemals ein Leistungsmaximum erreichbar ist. Vgl. hierzu auch das in Abb. 9 dargestellte Szenario und das Berechnungsbeispiel in Anhang 7, wenn der Korrekturfaktor 0,9 beträgt oder noch darunter liegt. Die Maximalleistung der Anlage ist bei diesem Ansatz niemals erreichbar.

[283] Implizite Leistungsverluste als auch weitere Fehlerquellen wie Ungenauigkeiten der Windmessung, unterschiedliche Standortbedingungen wie sie der Leistungskennlinie zugrunde liegen usw., sind hier unter bestimmten Prämissen berücksichtigt. Vgl. hierzu Gliederungspunkt 5.2.1. Zu beachten ist, dass die Spitzabrechnungsverfahren generell auf der Annahme basieren, dass die Windverhältnisse vor einer EMM ungefähr den Bedingungen während einer EMM entsprechen.

[284] Hierzu existieren lediglich erste Berechnungsansätze. Vgl. E.ON Netz (2011f), S. 32/33 und E.ON Netz (2011g).

[285] Vgl. Abb 16.

- Um Werte von einer Referenzanlage auf eine geregelte Anlage übertragen zu können, müssen Ist-Leistungswerte an der Referenzanlage überhaupt vorliegen. Gemäß gesetzlicher Regelung[286] ist jedoch ein Abruf der Ist-Leistung erst ab einer Grenze von 100 kW installierter elektrischer Leistung erforderlich.[287]
- Zweitens sind ab 01.01.2012 Anlagen bis zu einer installierten Leistung unter 100 kW ebenfalls ins Einspeisemanagement einzubeziehen.[288] Zwar werden diese zu den anderen EE-Anlagen größer 100 kW nur nachrangig geregelt, aber eine verlässliche, dauerhafte Datenbasis liefern sie keinesfalls.
- Weiterhin ist die Verfügbarkeit von abrechnungsrelevanten Daten bei Anlagen im Eigentum Dritter unter Umständen nicht uneingeschränkt gegeben.Ferner bestehen offene Fragen zu akzeptablen Toleranzen hinsichtlich der Entfernungen der Referenzanlagen von der geregelten Anlage sowie hinsichtlich vergleichbarer Anlageneigenschaften.

Aus diesen Gründen, insbesondere auch aufgrund der neueren gesetzlichen Regelungen ab 2012, kann das Referenzanlagenverfahren nur als Übergangslösung empfohlen werden. Dies gilt solange, bis die technischen Möglichkeiten an der Anlage soweit vorhanden sind, sodass ein Zugriff auf Daten von Dritten nicht mehr notwendig ist.

Das Referenzmodulverfahren wird, aufgrund der aufwändigen technischen Umsetzbarkeit, ebenfalls nicht weiter verfolgt, was sich auch in den Bewertungen der Anlagenbetreiber eindeutig widerspiegelt.

Insofern geht die Tendenz klar in Richtung „Einstrahlungsmessverfahren“ als einheitliche Systematik für Entschädigungen für PV-Anlagen.[289] Diese Methode zeichnet sich dadurch aus, dass keine aufwändigen technischen Nachrüstungen erfolgen müssen, da die Werte im Falle von Strahlungssensoren direkt an der Anlage ermittelt werden. Zudem wird die Abrechnung auf wenige Faktoren redu-

---

[286] Vgl. EEG 2009 und EEG 2012, §§ 6 und. 12 sowie Gliederungspunkt 3.2.

[287] Ist-Werte am Wechselrichter könnten in einer Übergangsphase eventuell verwendet werden.

[288] Vgl. EEG 2009 und EEG 2012, §§ 6 und 12 sowie Gliederungspunkt 3.2.

[289] Zu den Voraussetzungen dieses Verfahrens vgl. Gliederungspunkt 7.2.2.

ziert, um relativ genaue wirklichkeitsgetreue Ergebnisse zu erhalten.[290] Ein positiver Nebeneffekt dieses Verfahrens ist, dass über die Strahlungswerte die theoretisch ideale Leistung der PV Anlage berechenbar ist. Insofern besteht mittels Vergleich der tatsächlichen Ist-Werte mit den theoretisch optimalen Werten die Möglichkeit, die Entwicklung des Anlagenwirkungsgrads zu betrachten.[291] Veränderungen von der Leistungsabgabe im Zeitablauf können somit verfolgt werden, um bei Abweichungen gegensteuern zu können.[292]

8.2.3 Vorschläge für den Energieträger Biomasse

Analog zu den PV-Entschädigungssystematiken existieren für Biomasse-Anlagen noch keine übergeordneten veröffentlichten Leitfäden zur Abrechnung von Ertragsausfällen aufgrund von EMM. Die E.ON-Netzbetreiber beispielsweise lehnen sich an die E.ON-Netz Härtefallregelung an. Das im Rahmen dieser Untersuchung vorgestellte Pauschalverfahren entspricht der Grundlogik des Verfahrens der E.ON Netz GmbH, ist jedoch systematisch anders aufbereitet. Der Methodenvergleich zeigt auf, dass sich die Stärken und Schwächen jedes Verfahrens so nivellieren, dass Betreiber die Option haben sollten, entweder auf zusätzliche Vergütungsbestandteile zugunsten eines einfachen, schnell kalkulierbaren Verfahrens zu verzichten oder sämtliche Differenzkosten ansetzen können, wenn sie den erforderlichen Berechnungsaufwand im Sinne eines Nutzen/Kosten-Verhältnisses für gerechtfertigt halten.

8.2.4 Vorschlage für weitere Energieträger

Die Grundlagen der Entschädigungsermittlung für Biomasse-Anlagen sind prinzipiell, vor allem hinsichtlich der Grundlagen zur Ermittlung der Ausfallarbeit, auch auf alle weiteren Energieträger übertragbar. Unterschiede ergeben sich sicherlich

---

290 Der Repräsentativität des Vergleichszeitraums für den EMM-Zeitraum kommt im Sinne der Erzielung möglichst exakter Ergebnisse eine hohe Bedeutung zu. Vgl. hierzu Gliederungspunkt 7.2.2.

291 Vgl. hierzu Performance Ratio der Anlage. Vgl. Gliederungspunkt 5.2.2 sowie Anhang 9.

292 Das Einstrahlungsmessverfahren wird im Rahmen einer noch zu veröffentlichenden gemeinsamen Verbändeempfehlung als Standardverfahren empfohlen.

hinsichtlich der Vergütungskomponenten. Allerdings sind diese immer abhängig von den Preisen, die infolge der Abregelung nicht realisiert werden konnten.[293]

8.3 Kritische Würdigung der energieträgerspezifischen Empfehlungen

Allen Entschädigungssystematiken in dieser Untersuchung liegen unterschiedliche Prämissen bezüglich der Berechnung der theoretisch produzierbaren Leistung zugrunde. In Abhängigkeit vom jeweiligen Energieträger bzw. der verschiedenen Varianten können diese Annahmen von den realen Verhältnissen, welche ohne leistungsreduzierende Eingriffe geherrscht hätten, mehr oder weniger stark abweichen.

Bei dem etablierten Spitzabrechnungsverfahren Wind gilt bspw. die „Regel" „relativ reale Ergebnisse, dafür komplex und aufwändig" zudem nicht uneingeschränkt. Die Ergebnisse sind vor allem dann verfälscht, wenn die Windverhältnisse in der Stunde zuvor nicht repräsentativ für die EMM-Dauer sind und/oder die normierten Leistungskennlinien der WEA die realen Verhältnisse nicht widerspiegeln.[294] Ferner besteht bei allen im Rahmen dieser Untersuchung vorgestellten Windenergieverfahren das Problem, dass die Verhältnisse vor einer EMM generell auf die Dauer der EMM übertragen werden. Dies ist bei Wind deswegen problematisch, da dieser stets schwankt und die Leistungsabgabe einer WEA in der 3. Potenz von der Veränderung der Windgeschwindigkeit abhängt.[295] Dieser Zusammenhang wird mit einem linearen Korrekturfaktor nicht berücksichtigt.

Beim Einstrahlungsmessverfahren für Photovoltaik-Anlagen dagegen kann eine direkte Proportionalität zwischen Strahlungsleistung und Leistungsabgabe bei konstanter Modultemperatur unterstellt werden.[296] Um wirklichkeitsgetreue Ergebnisse zu erhalten, kommt es somit darauf an, den Vergleichszeitraum so zu wählen, dass das Verhältnis zwischen tatsächlicher Leistung und Strahlungsleis-

---

[293] Die entgangene Vergütung ist abhängig von den Erlösen, die zum Zeitpunkt einer EMM erzielbar gewesen wären (EEG-Vergütung und/oder Direktvermarktung).

[294] Die Gründe hierfür wurden bereits im Gliederungspunkt 8.2.1 ausführlich erläutert.

[295] Das zugrunde liegende physikalische Gesetz ist nur zwischen der Einschaltgeschwindigkeit bis zum Erreichen der Kapazitätsgrenze relevant. Vgl. hierzu Gliederungspunkt 5.2.1.

[296] Vgl. hierzu Gliederungspunkt 5.2.2 und insbesondere Abb. 10.

tung eines Vergleichszeitraums möglichst repräsentativ für die Dauer einer EMM ist. Die Systematik des Verfahrens hat daher kaum Schwachpunkte, bis auf die Tatsache, dass Kosten entweder für die eigene Strahlungsmessung und Aufzeichnung an der Anlage anfallen oder die Einstrahlungsleistung extern von darauf spezialisierten Unternehmen zu beschaffen ist.

Allerdings ist das Einstrahlungsmessverfahren nur prädestiniert für Anlagen über 100 kW Nennleistung. Da Anlagen unterhalb der 100 kW Nennleistungsgrenze zukünftig ebenfalls zur Teilnahme an EMM verpflichtet sind, wird es erforderlich sein, für diese Anlagentypen ein weiteres Verfahren zu entwickeln. Das liegt vor allem daran, dass Anlagen dieser Größenordung qua Gesetz nicht dazu verpflichtet sind, eine Einrichtung zum jederzeitigen Abruf der Ist-Einspeisung am Zählpunkt vorzuhalten. Insofern ist das Einstrahlungsmessverfahren bei diesen Anlagen, zumindest nicht unter den hier beschriebenen Bedingungen, einsetzbar.

Bei den Berechnungssystematiken für Biomasse-Anlagen sind ebenfalls keine Defizite hinsichtlich der Genauigkeit der Ergebnisse festzustellen. Im Falle zusätzlicher Wärmeauskopplungen, die aufgrund einer EMM nicht oder nur eingeschränkt möglich sind, scheint – mangels gesicherter Erkenntnisse über tatsächliche produzierbare Wärmemengen – die einzig sinnvolle Berechnungsmöglichkeit zu sein, die Wärmelieferung eines Vergleichszeitraums im Vergleich zur elektrischen Leistung ebenfalls für die Dauer einer EMM anzunehmen. Ob der Aufwand zur Erstellung einer Abrechnung nach dem Spitzabrechnungsverfahren allerdings gerechtfertigt ist, obliegt der Präferenz der Betreiber und muss nach eigenen Wirtschaftlichkeitserwägungen individuell entschieden werden.

9 Fazit

Das Einspeisemanagement und die daraus resultierenden Entschädigungszahlungen sind in Deutschland angesichts steigender Erzeugungskapazitäten aus regenerativen Quellen ein zunehmend relevantes Thema. Im Norden Deutschlands verlaufen Windkraftzubau und notwendiger Netzausbau nicht synchron. Dies führt dazu, dass die Menge des nicht abnehmbaren Stroms stetig steigt. Zudem zeigt sich im Süden und zunehmend auch im Norden und Osten Deutschlands eine erhöhte Wahrscheinlichkeit von steuernden Eingriffen durch Netzbetreiber. Zurückzuführen ist dies vor allem auf die steigenden Photovoltaik-Einspeisungen. Die Tatsache, dass selbst kleinere Solaranlagen ab 01.01.2012 ins Einspeisemanagement einbezogen werden, scheint ein Indiz dafür zu sein.

Vor dem Hintergrund stark steigender Einspeisemanagementmaßnahmen ist der Mehrwert dieser Untersuchung vor allem darin zu sehen, dass auf einer theoretischen Basis mehrere Entschädigungsalternativen pro Energieträger entwickelt und von externen Experten bewertet wurden. Die Meinungen fachkundiger Dritter bildeten – wenngleich subjektiv motiviert – eine wesentliche Grundlage, um mehrere Berechnungsvarianten miteinander zu vergleichen, um schließlich Empfehlungen für energieträgerspezifische Entschädigungssystematiken daraus abzuleiten. Erste praktische Erfolge zeigte das im Rahmen der Untersuchung entwickelte Einstrahlungsmessverfahren. Dieses ist, im Rahmen einer noch zu veröffentlichenden, vom BDEW koordinierten Verbändeempfehlung[297], als Standardverfahren für Entschädigungszahlungen bei Ertragsausfällen von PV-Anlagen vorgesehen.

Auch die weiterentwickelten Windenergieverfahren und die neu strukturierten Biomasse-Entschädigungsystematiken könnten in der Praxis Berücksichtigung finden.

Perspektivisch sollte im Einklang mit § 64f EEG 2012 ein einheitlicher Leitfaden für die Entschädigung nach § 12 Absatz 1 EEG herausgegeben werden. Demnach

---

[297] Die beteiligten Verbände sind der BDEW, VKU, BEE, BWE, Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V. (BDW), Fachverband Biogas, Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) und der Interessenverband Grubengas IVG e.V. (IVG).

wird die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung ein pauschaliertes Verfahren zur Ermittlung der jeweils entgangenen Einnahmen und ersparten Aufwendungen sowie ein Nachweisverfahren für die Abrechnung im Einzelfall zu entwickeln.[298] Auf die Ergebnisse dieser Untersuchung kann in diesem Zusammenhang zurückgegriffen werden.

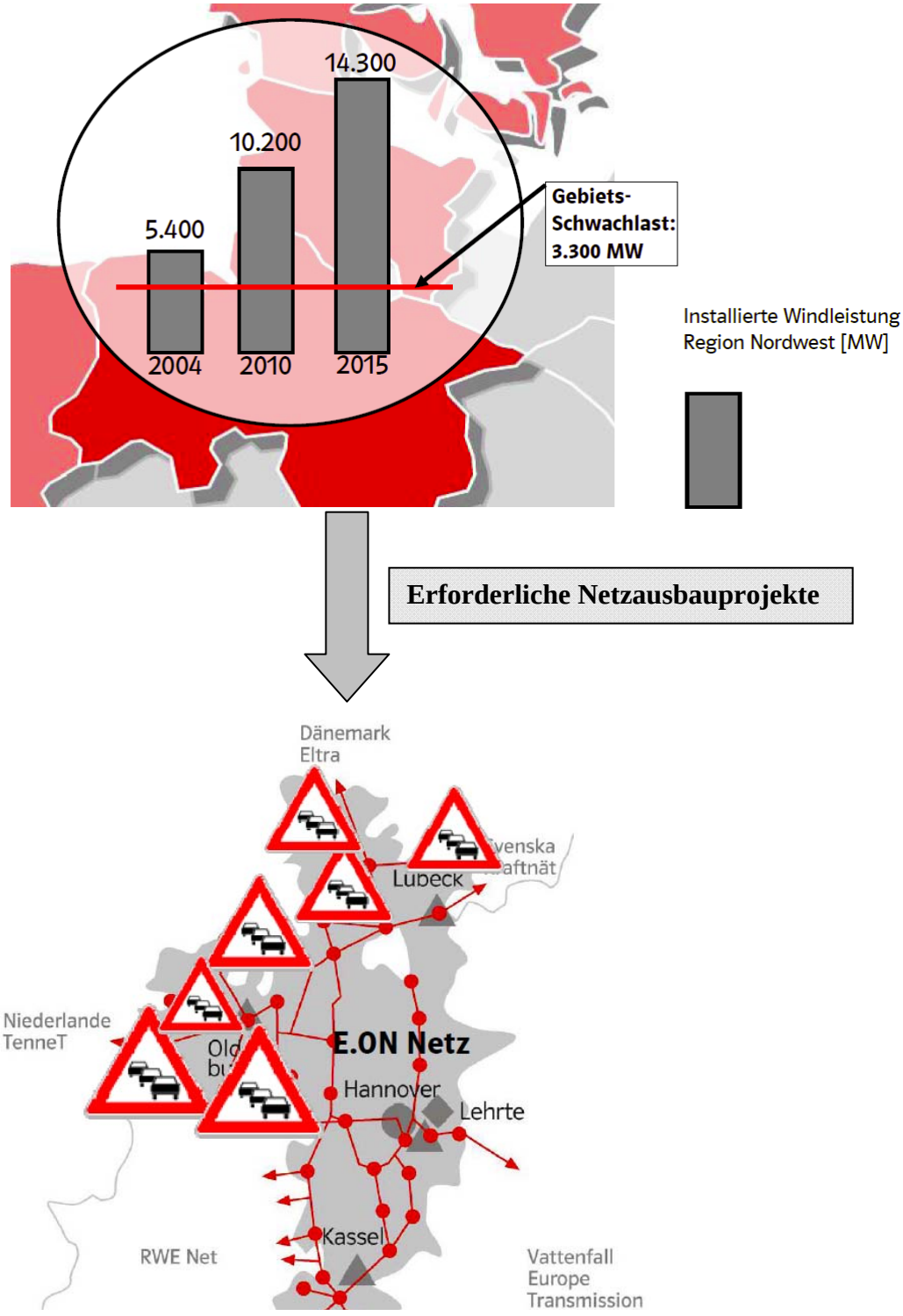
Zusätzlich sind in Anlehnung an diese Zielsetzung Überlegungen hinsichtlich der Entwicklung eines Pauschalverfahrens für Photovoltaik-Anlagen anzustellen. Ferner ist zu überlegen, ob Windenergieanlagen eine standortspezifische, von Gutachtern bestätigte Leistungskennlinie aufnehmen lassen, um eine noch genauere Abrechnung der Ertragsausfälle zu gewährleisten. Die hierdurch entstehenden einmaligen Aufwendungen bei der Vermessung von Windenergieanlagen könnten schnell durch eine zunehmende Vereinfachung der Berechnungsverfahren kompensiert werden.

Letztlich wird sich zur Verwirklichung des großen gesellschaftlichen Projekts „Energiewende“ das Einspeisemanagement als nahezu alternativlose Interimslösung mit steigender Tendenz erweisen. Zumindest bis zum kompensatorischen Netzausbau und bis zur Erhöhung der Speichermöglichkeiten werden auf kurze bis mittlere Sicht einheitliche und standardisierbare Entschädigungssystematiken einen wichtigen Beitrag leisten müssen, um die Akzeptanz für das Einspeisemanagement von Seiten der Anlagenbetreiber und der Netzbetreiber bzw. der Netzentgelt-Genehmigungsbehörde zu erhöhen. Das Ziel muss sein, netzbetreiber- und energieträgerübergreifende Vorgaben zu schaffen, welche eine dauerhafte und rechtssichere Orientierung für alle am EisMan-Prozess Beteiligten liefern.

[298] Vgl. EEG 2012, § 64f.

Anhang

Anhang 1: Windzubau macht Netzausbau erforderlich[299]



[299] Vgl. Rosin (2011), Folie 14 und leicht modifiziert Folie 21.

Anhang 2: EEG-Mittelfristprognose der vier ÜNB 2010 für 2011 bis 2015 sowie eigene Hochrechnung bis 2020

Eingespeiste Jahresarbeit (in GWh) inkl. Direktvermarktung und PV-Selbstverbrauch		ÜNB MFP Prognose vom November 2010 für die Jahre 2011 bis 2015				
Jahre		2011	2012	2013	2014	2015
Wasser		6,07	6,50	6,80	7,08	7,36
Gase		1,99	1,94	1,90	1,86	1,83
Biomasse		27,78	29,38	30,58	32,00	32,86
Geoth.		0,06	0,11	0,18	0,27	0,37
Wind	onshore	48,79	51,32	53,73	56,12	58,49
Wind	offshore	1,15	2,04	5,92	13,43	19,45
Solar		18,76	26,11	29,53	32,18	35,28

Gesamte EE-Strommenge	104,60	117,40	128,63	142,93	155,64
Summe fluktuierender Energieträger Wind/Sonne	68,70	79,47	89,17	101,72	113,22
Letztverbraucherabsatz gesamt (in GWh)	482,54	485,05	482,72	478,00	472,38

Anteil Wind/Sonne am Erneuerbaren Energien Portfolio	65,7%	67,7%	69,3%	71,2%	72,75%
Linearer Trend 2011 bis 2015 mittels MS Excel Trendfunktion	y = 0,0176x + 0,6404				
Anteil Wind/Sonne am gesamten Letztverbrauch	14,2%	16,4%	18,5%	21,3%	24,0%
Linearer Trend 2011 bis 2015 mittels MS Excel Trendfunktion	y = 0,0244x + 0,1156				

	Linearer Trend 2016 bis 2020				
Ergebnisse des linearen Trends für die Jahre 2016 bis 2020	2016	2017	2018	2019	2020
Anteil am gesamten EE-Portfolio	75,0%	76,7%	78,5%	80,2%	82,0%
Anteil am gesamten Letztverbrauch	26,2%	28,6%	31,1%	33,5%	36,0%

Anhang 3: Entwicklung EisMan-Einsätze und Entschädigungszahlungen für Schleswig-Holstein – Ist und Hochrechnung bis 2012

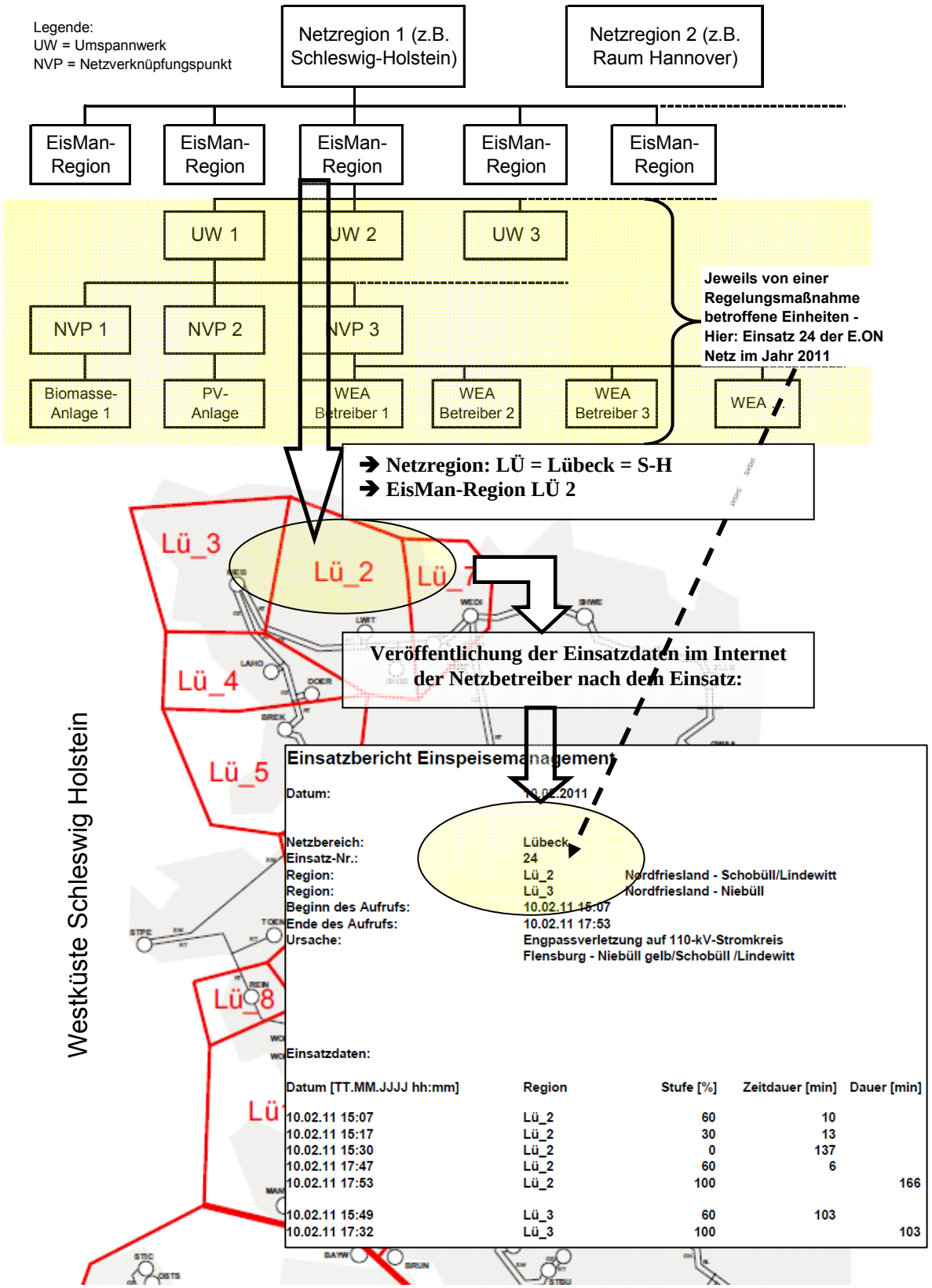
Anzahl EMM sowie Entschädigungszahlungen von 2009 bis 2011				
Datenquelle	Kennzahl	2009	2010	2011 hochger.
Ecofys*	Gesamte Regelungen in Dtl.	285	?	?
	Anzahl Regelungen E.ON Netz	124	?	?
E.ON Netz**	Anzahl EisMan Einsätze	-	138	289
	Anzahl der Regelungen	122	268	551
E.ON Edis***	Anzahl der Regelungen	14	52	122
BNetzA****	Gesamte Entschädigungszahlungen	6.100 T€	*?*	*?*
E.ON Netz / Ecofys*****	Hochgerechnete Entschädigungsansprüche alle Netzgebiete der E.ON Netz	5.500 T€	*9.900 T€*	*15.400 T€*
	Hochgerechnete Entschädigungsansprüche der E.ON Netz Netzgebiet Schleswig-Holstein	5.150 T€	*9.000 T€*	*14.000 T€*

*Ecofys (2011b), S. 7.
** Veröffentlichte Daten der Fa. E.ON Netz GmbH Die Daten für 2011 gesamt wurden linear hochgerechnet auf Basis der EisMan Einsätze zum 15.09.2011: 205 EisMan-Einsätze (Windaufkommen) gesamt und 391 Regelungen (betroffene Regionen). Vgl. E.ON Netz GmbH (2011h).
*** Vgl. Behnke (2011), S. 7.
**** Vgl. BNetzA (2010), S. 29.
***** Jahr 2009: Vgl. Ecofys (2011b), S. 18, konkretisiert durch Daten der Fa. E.ON Netz, vgl. E.ON Netz (2011i).
Jahr 2010: Vgl. Ecofys (2011b). Eine lineare Hochrechnung des Ecofys Wertes zum 3. Quartal in Höhe von 7,4 Mio. € ergibt einen Wert von 9,9 Mio. € zum Jahresende, wobei rd. 90 % (vgl. Verhältnis 2009) davon auf Schleswig Holstein entfallen. Zur Plausibilisierung dieses Wertes vgl. (E.ON Netz (2011i).
Jahr 2011: Datenbasis hierfür sind geschätzte und linear hochgerechnete Daten der Fa. E.ON Netz. Vgl. E.ON Netz (2011i).

Entwicklung der Entschädigungszahlungen in Abhängigkeit von den installierten Leistungen der Vorjahre im Netzbereich Schleswig Holstein 2009 bis 2012 (Ist und Prognose)						
Kennzahl	Entwicklung inst. Wind-Leistung (Daten-DeWi und BWE - vgl. Gliederungspunkt 4.1.)			Entwicklung Entschädigungszahlungen (ca. Angaben)		
	Stand	Steigerung gg. Vorjahr		Stand	Steigerung gg. Vorjahr	
	MW	MW	%	T€	T€	%
Inst. Leistung 2008 - Entschädigung 2009	2.694			5.150	0	
Inst. Leistung 2009 - Entschädigung 2010	2.859	165	6,1%	9.000	3.850	75%
Inst. Leistung 2010 - Entschädigung 2011	3.015	156	5,5%	14.000	5.000	56%
Inst. Leistung 2011 - Entschädigung 2012*	3.278	264	8,7%	26.465	12.465	89%

*Annahme: Aus einer 5,5-prozentigen Steigerung der installierten Leistung in 2010 folgte eine 56-prozentige Steigerung bei den Entschädigungszahlungen 2011. Die auf Ist-Daten zum 30.06.2011 beruhende und zum Jahresende 2011 hochgerechnete Wind-Leistung bedeutet eine 8,7-prozentige Steigerung der installierten Leistung gegenüber dem Vorjahr, woraus bei Unterstellung der gleichen Vorjahres-Entwicklung eine 89-prozentige Steigerung bei den Entschädigungszahlungen für 2012 resultiert.

Anhang 4: Von der Netzregion zur Veröffentlichung



Anhang 5: Formelherleitungen für die Windenergie-Verfahren

1 Allgemeingültige Formel für Ausfallentschädigungen

$$EZ = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \frac{V_{Einsp}}{100}$$

Formel A1: Allgemeingültige Formel für Entschädigungszahlungen

2 Berechnung der Soll-Leistungen ($\overline{P}_{Soll}$)

2.1 Berechnung der Soll-Leistung für das Pauschalverfahren

$$\overline{P}_{Soll} = \overline{P}_{i,ist,vor} * x\%_{WEA}$$

Formel A2: Soll-Leistung nach dem Pauschalverfahren Wind

Vgl. Formel 6 im Haupttext

2.2 Berechnung der Soll-Leistungen für die Spitzabrechnungsverfahren 1 und 2

2.2.1 Allgemeingültige Formel zur Berechnung der Soll-Leistungen

Die durchschnittliche Soll-Leistung ist jeweils das arithmetische Mittel der Soll-Leistungen pro Zeitintervall:

$$\overline{P}_{Soll} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} P_{i,soll}$$

Formel A3: Arithmetischer Mittelwert über die Soll-Leistungen pro Zeitintervall

2.2.2 Berechnung der Soll-Leistung pro Zeitintervall ($P_{i,soll}$) für das Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 (Korrektur der Leistung)

Prüfung pro Zeitintervall, ob der maximale Wert laut Anlagenleistungskennlinie nicht vom korrigierten theoretischen Wert überschritten wird:

Ausgangsformel (Vgl. Formel 7)[300]:

$$\overline{P}_{i,soll} = \min(P_{\max,LKL}; P_{i,theo} * k_{Wind,p})$$

Formel A4: Bestimmung der Soll Leistung pro Zeitintervall (WEA 1)

---

[300] Diese Formel unterscheidet sich von der Formel im Hauptteil nur darin, dass hier die Formel pro Zeitintervall berechnet wird.

➔ Vor der EMM: Berechnung des Korrekturfaktors ($k_{Wind,p}$)

Division der Ist-Leistung im Vergleichszeitraum durch die theoretische Leistung laut Leistungskennlinie im Vergleichszeitraum:

$$k_{Wind,p} = \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{\overline{P}_{theo,VZ}}$$

Formel A5: Berechnung des Korrekturfaktors der theoretischen Leistung (WEA 1)

Berechnung der durchschnittlichen Ist-Leistung im Vergleichszeitraum ($\overline{P}_{Ist,VZ}$)

Zunächst: Verteilung der Zählpunktleistung auf einzelne WEA:

$$\overline{P}_{Ist,VZ} = \overline{P}_{Ist,VZ,ZP} * x\%_{WEA}$$

Formel A6: Berechnung der durchschnittlichen Ist-Leistung pro WEA im Vergleichszeitraum (WEA 1)

Erläuterungen:

$\overline{P}_{ist,VZ,ZP}$ Mittelwert der gesamten Ist-Leistung im Vergleichszeitraum am Zählpunkt in [kW]

Berechnung der durchschnittlichen theoretischen Leistung im Vergleichszeitraum ($\overline{P}_{theo,VZ}$)

Die durchschnittliche theoretische Leistung im Vergleichszeitraum ist der arithmetische Mittelwert der einzelnen theoretischen Leistungen pro Zeitintervall:

$$\overline{P}_{theo,VZ} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,theo,VZ}(LK_{Typ}; v_{i,Wind,VZ})$$

Formel A7: Berechnung der durchschnittlichen theoretischen Leistung im Vergleichszeitraum (WEA 1)

Erläuterungen:

$P_{i,theo,VZ}$ Theoretische Leistung pro Zeitintervall im Vergleichszeitraum in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in [kW]

LK_{Typ} Leistungskennlinie des WEA-TYPs

$v_{i,Wind,VZ}$ Windgeschwindigkeit pro Zeitintervall im Vergleichszeitraum in [m/s]

➔ Während der EMM: Bestimmung der theoretischen Leistung pro Zeitintervall ($P_{i,theo}$)

$$P_{i,theo} = P_i(LK_{Typ}, v_{i,Wind})$$

Formel A8: Bestimmung der theoretischen Leistung pro Zeitintervall während der EMM (WEA 1)

Hiermit sind alle Werte zur Berechnung der Soll-Leistung nach dem Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 bestimmt.

2.2.3 Berechnung der Soll-Leistung für das Spitzabrechnungsverfahren WEA 2 (Korrektur der Windgeschwindigkeit)

Leistung pro Zeitintervall lt. Leistungskennlinie auf Basis des korrigierten Windgeschwindigkeitswerts

Ausgangsformel (Vgl. Formel 8):

$$\overline{P}_{i,soll} = P_i(LK_{Typ}, v_{i,Wind,neu})$$

Formel A9: Bestimmung der Soll-Leistung pro Zeitintervall (WEA 2)

➔ Vor der EMM: Berechnung der neuen fiktiven Windgeschwindigkeit ($v_{i,Wind,neu}$)

Korrektur der tatsächlichen Windgeschwindigkeit

$$v_{i,Wind,neu} = v_{i,Wind} * k_{Wind,v}$$

Formel A10: Berechnung der neuen fiktiven Windgeschwindigkeit (WEA 2)

Erläuterungen:

$v_{i,Wind}$ Windgeschwindigkeit pro Zeitintervall während der EMM in [m/s]

$k_{Wind,v}$ Korrekturfaktor der Windgeschwindigkeit in [%]

➔ Diese Werte sind pro WEA vorhanden (Windmessung und Leistungskennlinie pro Zeitintervall)

Berechnung des Korrekturfaktors der Windgeschwindigkeit *($k_{Wind,v}$)*

Faktor zwischen fiktiver[301] und gemessener Windgeschwindigkeit:

$$k_{Wind,v} = \frac{v(\overline{P}_{Ist,VZ})}{\overline{v}_{Ist,VZ}}$$

Formel A11: Berechnung des Korrekturfaktors der Windgeschwindigkeit (WEA 2)

Erläuterungen:

$v_{(\overline{P}_{ist,VZ})}$ Windgeschwindigkeitswert in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Ist-Leistung im Vergleichszeitraum in [m/s]

$\overline{v}_{ist,VZ}$ Mittelwert der Windgeschwindigkeit im Vergleichszeitraum in [m/s]

---

[301] Retrograde Ermittlung von der Leistung zur Windgeschwindigkeit oder diese Windgeschwindigkeit hätte laut Anlagenkennlinie zu der Ist-Leistung geführt.

Berechnung der fiktiven Windgeschwindigkeit pro WEA - vorherige Aufteilung der Gesamtleistung am Zählpunkt auf einzelne WEA ($v(\overline{P}_{Ist,VZ})$):

$$v(\overline{P}_{Ist,VZ}) = v(\overline{P}_{Ist,VZ,ZP} * x\%_{WEA})$$

Formel A12: Berechnung der fiktiven Windgeschwindigkeit im Vergleichszeitraum (WEA 2)

Berechnung des durchschnittlichen Windgeschwindigkeitswerts im Vergleichszeitraum ($\overline{v}_{Ist,VZ}$)

Arithmetisches Mittel über einzeln gemessene Windgeschwindigkeiten:

$$\overline{v}_{Ist,VZ} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} v_{i,ist,VZ}$$

Formel A13: Berechnung der durchschnittlichen tatsächlichen Windgeschwindigkeit im Vergleichszeitraum (WEA 2)

Erläuterungen:

$v_{i,ist,VZ}$ Ist-Windgeschwindigkeit pro Zeitintervall im Vergleichszeitraum in [m/s]

Hiermit sind alle Werte zur Berechnung der Soll-Leistung nach dem Spitzabrechnungsverfahren WEA 2 bestimmt.

3 Grundlagen für die Berechnung der Ist-Leistung ($\overline{P}_{Ist}$)

$$\overline{P}_{Ist} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,istneu} \quad mit \qquad P_{i,istneu} = \min(\max P_{i,ist}; P_{i,red}); P_{i,soll})$$

Formel A14: Berechnung des durchschnittlichen Ist-Leistungswertes

Vgl. Formel 4 im Haupttext

4 Berechnung der Entschädigungszahlungen für Windenergieanlagen

4.1 Berechnung der Entschädigungszahlung für das Pauschalverfahren Wind

$$EZ_{Wind,P} = \underbrace{(\overline{P}_{ist,vor} * x\%_{WEA}}_{= \overline{P}_{Soll}} - \overline{P}_{ist}) * \frac{V_{Einsp}}{100} * \Delta t$$

Formel A15: Entschädigungszahlung nach dem Pauschalverfahren Wind

Erläuterungen:

$EZ_{Wind,P}$ Entschädigungszahlung nach dem Pauschalverfahren Wind in [€]

4.2 Berechnung der Entschädigungszahlung für das Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 (Korrektur der Leistung)

$$EZ_{Wind,S1} = [\underbrace{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} \min(P_{\max,LKL}; P_{i,theo} * k_{Wind\,p})}_{\overline{P}_{Soll}} - \overline{P}_{ist}] * \frac{V_{Einsp}}{100} * \Delta t$$

Formel A16: Entschädigungszahlung nach dem Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 (Korrektur der Leistung)

Erläuterungen:

$EZ_{Wind,S1}$ Entschädigungszahlung nach dem Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 (Korrektur der Leistung) in [€]

4.3 Berechnung der Entschädigungszahlung für das Spitzabrechnungsverfahren WEA 2 (Korrektur der Windgeschwindigkeit)

$$EZ_{Wind,S2} = [\underbrace{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_i(v_{iWind} * k_{Windv})}_{\overline{P}_{Soll}} - \overline{P}_{ist})] * \frac{V_{Einsp}}{100} * \Delta t$$

Formel A17: Entschädigungszahlung nach dem Spitzabrechnungsverfahren WEA 2 (Korrektur der Windgeschwindigkeit)

Erläuterungen:

$EZ_{Wind,S2}$ Entschädigungszahlung nach dem Spitzabrechnungsverfahren WEA 2 (Korrektur der Windgeschwindigkeit) in [€]

Anhang 6: Berechnungsbeispiel Pauschalverfahren Windenergie

Einsatz-Daten		
Region:	Sü_99	
Beginn des Aufrufs:	20.05.2011 09:53	
Ende des Aufrufs:	20.05.2011 11:33	
Dauer der EMM in min	100	
Dauer der Regelung	100	
Datum [TT.MM.JJJJ hh:mm]	Stufe [%]	Zeitdauer [min]
20.05.2011 09:53	60	19
20.05.2011 10:12	30	48
20.05.2011 11:00	0	33
20.05.2011 11:33	100	
Gesamtdauer		100

Legende	
EZ	Entschädigungszahlung für eine EMM in [€]
$EZ_{Wind,P}$	Entschädigungszahlung nach dem Pauschalverfahren Wind in [€]
i	Wert im Zeitintervall
LK_{Typ}	Leistungskennlinie des WEA-TYPs
max	Maximalwert
n	Anzahl der Zeitintervalle
$P_{i,ist}$	Ist-Leistungswert pro Zeitintervall in [kW]
$P_{i,ist,vor}$	Letzter vollständig gemessener Viertelstunden-Leistungswert vor der EMM am Netzverknüpfungspunkt in [kW]
$P_{i,red}$	Zu reduzierender Leistungswert pro Zeitintervall laut Regelungsvorgabe der Netzbetreiber in [kW]
$P_{i,soll}$	Soll-Leistung pro Zeitintervall in [kW]
$\overline{P}_{Ist}$	Mittelwert der tatsächlichen Leistung an der Abrechnungsmesseinrichtung während der EMM in [kW]
P_{Nenn}	Nennleistung der Anlage in [kW]
$\overline{P}_{Soll}$	Mittelwert der theoretisch zu erzielenden Leistung während der EMM in [kW]
V_{Einsp}	Spezifischer Vergütungssatz in [ct/kWh]
$x\%_{WEA}$	Anteil der WEA an der gemessenen Zählpunktleistung in [%]
Δt	Zeiteinheit in [h]

Basis Daten der Anlagen					
Daten der WEA	Nennleistung	Max-Leistung laut Hersteller	Vergütung	Stufe lt. Einsatz	abweichende Regelung
	P_{Nenn}	$P_{max,LKL}$	V_{Einsp}		
	kW	kW	ct/kWh		
WEA 1	2000	2050	8,7	60%	60%
WEA 2	2000	2050	8,7	30%	30%
WEA 3	2300	2310	9,2	0%	0%
Summe NL	6300				

1. Allgemeine Formel zur Berechnung von Entschädigungszahlungen (EZ)

$$EZ = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \frac{V_{Einsp}}{100}$$

2. Berechnung der durchschnittlichen Soll-Leistung für jede WEA ($\overline{P}_{soll}$)

$$\overline{P}_{Soll} = \overline{P}_{i,ist,vor} * x\%_{WEA}$$

Summe der Abrechnungsmessung am Netzverknüpfungspunkt			Verteilung auf Anlagen hier: laut Anlagen Untermessung			
Datum Uhrzeit Beginn			WEA 1	WEA 2	WEA 3	Summe
	kW		kW	kW	kW	kW
20.05.2010 09:30	4.400		1.400	1.400	1.680	4.480
	↳	$\overline{P}_{i,ist,vor}$				4.400
		$x_{\%WEA}$	*31,25%*	*31,25%*	*37,50%*	*100,0%*
Soll-Leistung für jede WEA		$\overline{P}_{Soll}$	1.375	1.375	1.650	4.400

3. Berechnung der Ist-Leistung für jede WEA ($\overline{P}_{Ist}$)

$$\overline{P}_{Ist} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,istneu} \quad mit \quad P_{i,istneu} = \min(\max(P_{i,ist}; P_{i,red}); P_{i,soll})$$

Datum Uhrzeit Beginn	Stufe lt. EisMan	Abweichende Stufe	Ist-Arbeit	Ist-Leistung	Maximal zu reduzierende Leistung in [kW]	Max-Wert
				$P_{i,ist}$	$P_{i,red}$	$\max(P_{i,ist},P_{i,red})$*
			kW/1/4h	kW	kW	kW
20.05.2010 09:30	Wechsel	Wechsel	1.181,25	4.725,00	4.725,00	4.725,00
20.05.2010 09:45	60%	60%	1.023,75	4.095,00	3.780,00	4.095,00
20.05.2010 10:00	Wechsel	Wechsel	440,00	1.760,00	1.760,00	1.760,00
20.05.2010 10:15	30%	30%	440,00	1.760,00	1.890,00	1.890,00
20.05.2010 10:30	30%	30%	400,00	1.600,00	1.890,00	1.890,00
20.05.2010 10:45	Wechsel	Wechsel	200,00	800,00	800,00	800,00
20.05.2010 11:00	0%	0%	100,00	400,00	0,00	400,00
20.05.2010 11:15	Wechsel	Wechsel	700,00	2.800,00	2.800,00	2.800,00
20.05.2010 11:30	Wechsel	Wechsel	700,00	2.800,00	2.800,00	2.800,00
						2.295,00

*Wenn der Ist-Wert pro Zeitintervall kleiner ist als der zu reduzierenden Wert, ist zu prüfen, ob die Ursache hierfür im fehlenden Primärenergieträgerangebot liegt. Ist dies der Fall, darf der geringere Ist-Wert in die Berechnung eingehen. Liegt jedoch die Ursache des geringeren Ist-Wertes in einer zu hohen Abregelung begründet, ist der höhere Wert anzusetzen.

Aufteilung auf einzelne WEA analog des Verteilungsschlüssels aus 2.	Verteilungsschlüssel aus Schritt			Gesamt
	31,25%	31,25%	37,50%	100,00%
$\overline{P}_{Ist}$ für jede WEA	**717,19**	**717,19**	**860,63**	**2.295,00**

4. Berechnung der Ausfallentschädigung (EZ)

$$EZ = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \frac{V_{Einsp}}{100}$$

WEA	$\overline{P}_{Soll}$	$\overline{P}_{Ist}$	Δt	Vergütungs-satz	EZ_{WEA}
	kW	kW	h	ct/kWh	€
WEA 1	1.375,00	717,19	1,67	8,7	95,38
WEA 2	1.375,00	717,19	1,67	8,7	95,38
WEA 3	1.650,00	860,63	1,67	9,2	121,04
				Summe der Entschädigungszahlung in €	311,80

Anhang 7: Berechnungsbeispiel Spitzabrechnungsverfahren WEA 1 (Korrektur der Leistung)

Einsatz-Daten		
Region:	Sü_99	
Beginn des Aufrufs:	20.05.2011 09:53	
Ende des Aufrufs:	20.05.2011 11:33	
Dauer der EMM in min:	100	
Dauer der Regelung	100	
Datum [TT.MM.JJJJ hh:mm]	Stufe [%]	Zeitdauer [min]
20.05.2011 09:53	60	19
20.05.2011 10:12	30	48
20.05.2011 11:00	0	33
20.05.2011 11:33	100	
		100

Legende	
EZ	Entschädigungszahlung für eine EMM in [€]
$EZ_{Wind,S1}$	Entschädigungszahlung nach dem Spitzabrechnungsverfahren Wind 1 (Korrektur der Leistung) in [€]
i	Wert im Zeitintervall
$k_{Wind,p}$	Korrekturfaktor der theoretischen Leistung in [%]
LK_{Typ}	Leistungskennlinie des WEA-TYPs
max	Maximalwert
min	Minimalwert
n	Anzahl der Zeitintervalle
$P_{i,ist}$	Ist-Leistungswert pro Zeitintervall in [kW]
$P_{i,red}$	Zu reduzierender Leistungswert pro Zeitintervall laut Regelungsvorgabe der Netzbetreiber in [kW]
$P_{i,soll}$	Soll-Leistung pro Zeitintervall in [kW]
$P_{i,theo}$	Theoretische Leistung pro Zeitintervall in [kW]
$P_{i,theo,VZ}$	Theoretische Leistung pro Zeitintervall im Vergleichszeitraum in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit in [kW]
$\overline{P}_{Ist}$	Mittelwert der tatsächlichen Leistung an der Abrechnungsmesseinrichtung während der EMM in [kW]
$\overline{P}_{Ist,VZ}$	Mittelwert der Ist-Leistung im Vergleichszeitraum in [kW]
$\overline{P}_{Ist,VZ,ZP}$	Mittelwert der gesamten Ist-Leistung im Vergleichszeitraum am Zählpunkt in [kW]
$P_{max,LKL}$	Maximalleistung laut Hersteller-Leistungskennlinie in [kW]
P_{Nenn}	Nennleistung der Anlage in [kW]
$\overline{P}_{Soll}$	Mittelwert der theoretisch zu erzielenden Leistung während der EMM in [kW]
$\overline{P}_{theo}$	Mittelwert der theoretischen Leistung in [kW]
$\overline{P}_{theo,VZ}$	Mittelwert der theoretischen Leistung im Vergleichszeitraum in [kW]
V_{Einsp}	Spezifischer Vergütungssatz in [ct/kWh]
$v_{i,Wind}$	Windgeschwindigkeit pro Zeitintervall während der EMM in [m/s]
$v_{i,Wind,VZ}$	Windgeschwindigkeit pro Zeitintervall im Vergleichszeitraum in [m/s]
$x\%_{WEA}$	Anteil der WEA an der gemessenen Zählpunktleistung in [%]
Δt	Zeiteinheit in [h]

Basis Daten der Anlagen					
Daten der WEA	Nennleistung	Max-Leistung laut Hersteller	Vergütung	Stufe lt. Einsatz	abweichende Regelung
	P_{Nenn}	P_{maxLKL}	V_{Einsp}		
	kW	kW	ct/kWh		
WEA 1	2000	2050	8,7	60%	60%
WEA 2	2000	2050	8,7	30%	30%
WEA 3	2300	2310	9,2	0%	0%
Summe NL	6300				

1. Allgemeine Formel zur Berechnung der Entschädigungszahlungen (EZ)

$$EZ = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \frac{V_{Einsp}}{100}$$

2. Berechnung der durchschnittlichen Soll-Leistung für jede WEA ($\overline{P}_{Soll}$)

$$\overline{P}_{Soll} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,soll} \qquad \text{und} \qquad \overline{P}_{i,soll} = \min(P_{\max,LKL}; P_{i,theo} * k_{Wind,p})$$

2.1. Berechnung des Korrekturfaktors der Leistungskennlinie ($k_{Wind,p}$) für jede WEA - vor der EMM

$$k_{Wind,p} = \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{\overline{P}_{theo,VZ}}$$

2.1.1. Berechnung der durchschnittlichen Ist-Leistung im Vergleichszeitraum ($\overline{P}_{Ist,VZ}$) pro WEA

$$\overline{P}_{Ist,VZ} = \overline{P}_{Ist,VZ,ZP} * x\%_{WEA}$$

Summe der Abrechnungsmessung am Netzverknüpfungspunkt		Verteilung auf Anlagen laut Untermessung			
Datum Uhrzeit Beginn		WEA 1	WEA 2	WEA 3	Summe
	kW/1/4h	kW	kW	kW	kW
20.05.2010 08:30	5.200	1720	1720	2000	5.440
20.05.2010 08:45	4.800	1600	1600	1880	5.080
20.05.2010 09:00	5.600	1800	1800	2080	5.680
20.05.2010 09:15	4.400	1400	1400	1680	4.480
$\overline{P}_{Ist,VZ,ZP}$	5.000				
		1.630	1.630	1.910	5.170
$x\%_{WEA}$		31,5%	31,5%	36,9%	100,0%
$\overline{P}_{Ist,VZ}$		**1.576,40**	**1.576,40**	**1.847,20**	**5.000,00**

2.1.2. Berechnung der theoretischen Leistung im Vergleichszeitraum ($\overline{P}_{theo,VZ}$) pro WEA

$$\overline{P}_{theo,VZ} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,theo,VZ}(LK_{Typ}; v_{i,wind,VZ})$$

Datum Uhrzeit Beginn	mittlere Windgeschwindigkeit WEA 1	Leistung lt. LKL	mittlere Windgeschwindigkeit WEA 2	Leistung lt. LKL	mittlere Windgeschwindigkeit WEA 3	Leistung lt. LKL
	$v_{i,wind,VZ}$ m/s	$P_{i,theo,VZ}$ kW	$v_{i,wind,VZ}$ m/s	$P_{i,theo,VZ}$ kW	$v_{i,wind,VZ}$ m/s	$P_{i,theo,VZ}$ kW
20.05.2010 08:30	10,0	1.580	10,0	1.580	9,0	1.180
20.05.2010 08:40	10,0	1.580	10,0	1.580	9,0	1.180
20.05.2010 08:50	11,0	1.810	11,0	1.810	10,0	1.580
20.05.2010 09:00	12,0	1.980	12,0	1.980	11,0	1.810
20.05.2010 09:10	12,0	1.980	12,0	1.980	11,0	1.810
20.05.2010 09:20	13,0	2.050	13,0	2.050	12,0	1.980
Summe		10.980		10.980		9.540
Anzahl Werte		6,00		6,00		6,00
Arithmetischer Mittelwert der WEA $\overline{P}_{theo,VZ}$		**1.830,00**		**1.830,00**		**1.750,00**

2.1.3. Berechnung des Korrekturfaktors $k_{Wind,p}$ pro WEA

$$k_{Wind,p} = \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{\overline{P}_{theo,VZ}}$$

$\overline{P}_{Ist,VZ}$	1.576,40	1.576,40	1.847,20
$\overline{P}_{theo,VZ}$	1.830,00	1.830,00	1.750,00
$k_{Wind,p}$	0,861	0,861	1,056

2.2. Berechnung der Soll-Leistung während EMM für jede WEA ($\overline{P}_{soll}$)

$$\overline{P}_{Soll} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,soll} \quad \text{mit} \quad \overline{P}_{i,soll} = \min(P_{max,\,LKL} ; P_{i,theo} * k_{Wind,p}) \quad \text{mit} \quad P_{i,theo} = P_i (LK_{Typ} , v_{i,Wind})$$

WEA	1					
Datum Uhrzeit Beginn	mittlere Windgeschwindigkeit	Theoretische Leistung lt. Kennlinie	Korrekturfaktor	Soll-Leistung pro Zeitintervall	Maximaler Leistungswert	Mindeswert
	$v_{i,wind}$	$P_{i,theo}$	$k_{Wind,p}$	$P_{i,theo} \cdot k_{Wind,p}$	$P_{max,LKL}$	$P_{i,soll}$
	m/s	kW		kW	kW	kW
20.05.2010 09:50	17,0	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 10:00	14,0	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 10:10	13,5	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 10:20	12,0	1.980,0	0,861	1.705,62	2.050,00	1.705,62
20.05.2010 10:30	11,0	1.810,0	0,861	1.559,17	2.050,00	1.559,17
20.05.2010 10:40	13,0	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 10:50	13,0	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 11:00	13,0	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 11:10	13,0	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 11:20	12,0	1.980,0	0,861	1.705,62	2.050,00	1.705,62
20.05.2010 11:30	11,0	1.810,0	0,861	1.559,17	2.050,00	1.559,17
					$\overline{P}_{Soll}$	**1.717,36**

WEA	2					
Datum Uhrzeit Beginn	mittlere Windgeschwindigkeit	Theoretische Leistung lt. Kennlinie	Korrekturfaktor	Soll-Leistung pro Zeitintervall	Maximaler Leistungswert	Mindeswert
	$v_{i,wind}$	$P_{i,theo}$	$k_{Wind,p}$	$P_{i,theo} \cdot k_{Wind,p}$	$P_{max,LKL}$	$P_{i,soll}$
	m/s	kW		kW	kW	kW
20.05.2010 09:50	17,0	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 10:00	14,0	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 10:10	13,5	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 10:20	12,0	1.980,0	0,861	1.705,62	2.050,00	1.705,62
20.05.2010 10:30	11,0	1.810,0	0,861	1.559,17	2.050,00	1.559,17
20.05.2010 10:40	13,0	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 10:50	13,0	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 11:00	13,0	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 11:10	13,0	2.050,0	0,861	1.765,92	2.050,00	1.765,92
20.05.2010 11:20	12,0	1.980,0	0,861	1.705,62	2.050,00	1.705,62
20.05.2010 11:30	11,0	1.810,0	0,861	1.559,17	2.050,00	1.559,17
					$\overline{P}_{Soll}$	**1.717,36**

WEA	3					
Datum Uhrzeit Beginn	mittlere Windgeschwindigkeit	Theoretische Leistung lt. Kennlinie	Korrekturfaktor	Soll-Leistung pro Zeitintervall	Maximaler Leistungswert	Mindeswert
	$v_{i,wind}$	$P_{i,theo}$	$k_{Wind,p}$	$P_{i,theo} \cdot k_{Wind,p}$	$P_{max,LKL}$	$P_{i,soll}$
	m/s	kW		kW	kW	kW
20.05.2010 09:50	17,0	2.310,0	1,056	2.438,30	2.310,00	2.310,00
20.05.2010 10:00	14,0	2.230,0	1,056	2.353,85	2.310,00	2.310,00
20.05.2010 10:10	13,0	1.080,0	1,056	1.139,98	2.310,00	1.139,98
20.05.2010 10:20	12,0	1.900,0	1,056	2.005,53	2.310,00	2.005,53
20.05.2010 10:30	11,0	1.590,0	1,056	1.678,31	2.310,00	1.678,31
20.05.2010 10:40	13,0	2.080,0	1,056	2.195,52	2.310,00	2.195,52
20.05.2010 10:50	13,0	2.080,0	1,056	2.195,52	2.310,00	2.195,52
20.05.2010 11:00	13,0	2.080,0	1,056	2.195,52	2.310,00	2.195,52
20.05.2010 11:10	13,0	2.080,0	1,056	2.195,52	2.310,00	2.195,52
20.05.2010 11:20	12,0	1.900,0	1,056	2.005,53	2.310,00	2.005,53
20.05.2010 11:30	11,0	1.590,0	1,056	1.678,31	2.310,00	1.678,31
					$\overline{P}_{Soll}$	**1.991,80**

3. Berechnung der Ist-Leistung für jede WEA ($\overline{P}_{Ist}$)

$$\overline{P}_{Ist} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,istneu} \quad mit \quad P_{i,istneu} = \min(\max(P_{i,ist}; P_{i,red}); P_{i,soll})$$

Datum Uhrzeit Beginn	Stufe lt. EisMan	Abweichende Stufe	Ist-Arbeit	Ist-Leistung	Maximal zu reduzierende Leistung in [kW]	Max-Wert
				$P_{i,ist}$	$P_{i,red}$	max($P_{i,ist}$,$P_{i,red}$)*
			kW/1/4h	kW	kW	kW
20.05.2010 09:30	Wechsel	Wechsel	1.181,25	4.725,00	4.725,00	4.725,00
20.05.2010 09:45	60%	60%	1.023,75	4.095,00	3.780,00	4.095,00
20.05.2010 10:00	Wechsel	Wechsel	440,00	1.760,00	1.760,00	1.760,00
20.05.2010 10:15	30%	30%	440,00	1.760,00	1.890,00	1.890,00
20.05.2010 10:30	30%	30%	400,00	1.600,00	1.890,00	1.890,00
20.05.2010 10:45	Wechsel	Wechsel	200,00	800,00	800,00	800,00
20.05.2010 11:00	0%	0%	100,00	400,00	0,00	400,00
20.05.2010 11:15	Wechsel	Wechsel	700,00	2.800,00	2.800,00	2.800,00
20.05.2010 11:30	Wechsel	Wechsel	700,00	2.800,00	2.800,00	2.800,00
						2.295,00

*Wenn der Ist-Wert pro Zeitintervall kleiner ist als der zu reduzierenden Wert, ist zu prüfen, ob die Ursache hierfür im fehlenden Primärenergieträgerangebot liegt. Ist dies der Fall, darf der geringere Ist-Wert in die Berechnung eingehen. Liegt jedoch die Ursache des geringeren Ist-Wertes in einer zu hohen Abregelung begründet, ist der höhere Wert anzusetzen.

Aufteilung auf einzelne WEA analog des Verteilungsschlüssels aus 2.	Verteilungsschlüssel aus Schritt			Gesamt
	31,53%	31,53%	36,94%	100,00%
$\overline{P}_{ist}$ für jede WEA	**723,57**	**723,57**	**847,86**	**2.295,00**

4. Berechnung der Ausfallentschädigung (EZ)

$$EZ = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \frac{V_{Einsp}}{100}$$

WEA	$\overline{P}_{Soll}$	$\overline{P}_{Ist}$	Δt	Vergütungs-satz	EZ_{WEA}
	kW	kW	h	ct/kWh	€
WEA 1	1.717,36	723,57	1,67	8,7	144,10
WEA 2	1.717,36	723,57	1,67	8,7	144,10
WEA 3	1.991,80	847,86	1,67	9,2	175,40
				Summe der Entschädigungszahlung in €	463,60

Anhang 8: Berechnungsbeispiel Spitzabrechnungsverfahren WEA 2 (Korrektur der Windgeschwindigkeit)

Einsatz-Daten		
Region:	Sü_14	
Beginn des Aufrufs:	20.05.2011 09:53	
Ende des Aufrufs:	20.05.2011 11:33	
Dauer der EMM in min:	100	
Dauer der Regelung	100	
Datum [TT.MM.JJJJ hh:mm]	Stufe [%]	Zeitdauer [min]
20.05.2011 09:53	60	19
20.05.2011 10:12	30	48
20.05.2011 11:00	0	33
20.05.2011 11:33	100	
		100

Legende	
EZ	Entschädigungszahlung für eine EMM in [€]
$EZ_{Wind,S2}$	Entschädigungszahlung nach dem Spitzabrechnungsverfahren Wind 2 (Korrektur der Windgeschwindigkeit) in [€]
i	Wert im Zeitintervall
$k_{Wind,v}$	Korrekturfaktor der Windgeschwindigkeit in [%]
LK_{Typ}	Leistungskennlinie des WEA-TYPs
max	Maximalwert
n	Anzahl der Zeitintervalle
$P_i (v_{i,Wind} * k_{Wind,v})$	Leistung pro Zeitintervall in Abhängigkeit vom korrigierten Windgeschwindigkeitswert in [kW]
$P_{i,ist}$	Ist-Leistungswert pro Zeitintervall in [kW]
$P_{i,red}$	Zu reduzierender Leistungswert pro Zeitintervall laut Regelungsvorgabe der Netzbetreiber in [kW]
$P_{i,soll}$	Soll-Leistung pro Zeitintervall in [kW]
$P_{i,theo}$	Theoretische Leistung pro Zeitintervall in [kW]
$\overline{P}_{Ist}$	Mittelwert der tatsächlichen Leistung an der Abrechnungsmesseinrichtung während der EMM in [kW]
$\overline{P}_{Ist,VZ}$	Mittelwert der Ist-Leistung im Vergleichszeitraum in [kW]
$\overline{P}_{Ist,VZ,ZP}$	Mittelwert der gesamten Ist-Leistung im Vergleichszeitraum am Zählpunkt in [kW]
P_{Nenn}	Nennleistung der Anlage in [kW]
$\overline{P}_{Soll}$	Mittelwert der theoretisch zu erzielenden Leistung während der EMM in [kW]
$v_{(\overline{P}_{ist,VZ})}$	Windgeschwindigkeitswert in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Ist-Leistung im Vergleichszeitraum
V_{Einsp}	Spezifischer Vergütungssatz in [ct/kWh]
$v_{i,ist,VZ}$	Windgeschwindigkeitswert pro Zeitintervall im Vergleichszeitraum in [kW]
$v_{i,Wind}$	Windgeschwindigkeit pro Zeitintervall während der EMM in [m/s]
$v_{i,Wind,neu}$	Korrigierter Windgeschwindigkeitswert im Zeitintervall in [m/s]
$\overline{v}_{ist,VZ}$	Mittelwert der Windgeschwindigkeit im Vergleichszeitraum in [m/s]
$x\%_{WEA}$	Anteil der WEA an der gemessenen Zählpunktleistung in [%]
Δt	Zeiteinheit in [h]

Basis Daten der Anlagen					
Daten der WEA	Nennleistung	Max-Leistung laut Hersteller	Vergütung ct/kWh	Stufe lt. Einsatz	abweichende Regelung
WEA 1	2000	2050	8,7	60%	60%
WEA 2	2000	2050	8,7	30%	30%
WEA 3	2300	2310	9,2	0%	0%
Summe NL	6300				

1. Allgemeine Formel zur Berechnung der Entschädigungszahlungen (EZ)

$$EZ = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \frac{V_{Einsp}}{100}$$

2. Berechnung der durchschnittlichen Soll-Leistung für jede WEA ($\overline{P}_{Soll}$)

$$\overline{P}_{Soll} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,soll} \qquad \text{und} \qquad \overline{P}_{i,soll} = P_i(LK_{Typ}, v_{i,Wind,neu})$$

2.1. Berechnung der neuen fiktiven Windgeschwindigkeit ($v_{i,Wind,neu}$)

$$v_{i,Wind,neu} = v_{i,Wind} * k_{Wind,v}$$

2.1.1. Berechnung der Einzelkomponenten zur Bestimmung des Korrekturfaktors der Windgeschwindigkeit ($k_{Wind,v}$) für jede WEA

$$k_{Wind,v} = \frac{v(\overline{P}_{Ist,VZ})}{\overline{v}_{Ist,VZ}}$$

2.1.1.1. Bestimmung der theoretischen Windgeschwindigkeit aufgrund der auf einzelne WEA verteilten Leistung am Zählpunkt v($\overline{P}_{istVZ}$)

$$v(\overline{P}_{Ist,VZ}) = v(\overline{P}_{Ist,VZ,ZP} * x\%_{WEA})$$

Summe der Abrechnungsmessung am Netzverknüpfungspunkt			Verteilung auf Anlagen laut Untermessung			
Datum Uhrzeit Beginn	Arbeit	Leistung	E82 2,0	E82 2,0	E70 2,3	Summe
	kW/1/4h	kW	kW	kW	kW	kW
20.05.2010 08:30	1.300	5200	1720	1720	2000	5.440
20.05.2010 08:45	1.200	4800	1600	1600	1880	5.080
20.05.2010 09:00	1.400	5600	1800	1800	2080	5.680
20.05.2010 09:15	1.100	4.400	1400	1400	1680	4.480
$\overline{P}_{ist,VZ,ZP}$	5.000	5.000				
Verteilungsschlüssel			1.630	1.630	1.910	5.170
$x\%_{WEA}$			**31,53%**	**31,53%**	**36,94%**	**100,00%**
	$\overline{P}_{Ist,VZ}$	kW	1.576,4	1.576,4	1.847,2	5.000
	$v(\overline{P}_{Ist,VZ})$	m/s	9,95	9,95	11,85	

2.1.1.2. Bestimmung der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit laut Wind-Messung im Vergleichszeitraum ($\overline{v}_{Ist,VZ}$)

$$\overline{v}_{Ist,VZ} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} v_{i,ist,VZ}$$

Datum Uhrzeit Beginn		E82 2,0	E82 2,0	E70 2,3
		$v_{i,ist,VZ}$	$v_{i,ist,VZ}$	$v_{i,ist,VZ}$
		m/s	m/s	m/s
20.05.2010 08:30		10,0	10,0	9,0
20.05.2010 08:40		10,0	10,0	9,0
20.05.2010 08:50		11,0	11,0	10,0
20.05.2010 09:00		12,0	12,0	11,0
20.05.2010 09:10		12,0	12,0	11,0
20.05.2010 09:20		13,0	13,0	12,0
Summe	$\overline{v}_{Ist,VZ}$	11,33	11,33	10,33

2.1.2. Berechnung des Korrekturfaktors der Windgeschwindigkeit ($k_{Wind,v}$)

$$k_{Wind,v} = \frac{v(\overline{P}_{Ist,VZ})}{\overline{v}_{Ist,VZ}}$$

Kennzahl	**E82 2,0** m/s	**E82 2,0** m/s	**E70 2,3** m/s
$v(\overline{P}_{Ist,VZ})$	9,95	9,95	11,85
$\overline{v}_{Ist,VZ}$	11,33	11,33	10,33
$k_{Wind,v}$	0,878	0,878	1,147

2.2. Berechnung der Soll-Leistung während EMM für jede WEA ($\overline{P}_{Soll}$)

$$\overline{P}_{Soll} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,soll} \quad \text{mit} \quad \overline{P}_{i,soll} = P_i(LK_{Typ}, v_{i,Wind,neu}) \quad \text{mit} \quad v_{i,Wind,neu} = v_{i,Wind} * k_{Wind,v}$$

WEA	**E82 2,0**			
Datum Uhrzeit Beginn	Windgeschwindigkeit	Korrekturfaktor Wind	korrigierte Windgeschwindigkeit	Sollwert pro Zeitintervall
	$v_{i,wind}$	$k_{Wind,v}$	$v_{i,wind,neu}$	$P_{i,soll}$
	m/s		m/s	kW
20.05.2010 09:50	17,0	0,878	14,93	2.050,00
20.05.2010 10:00	14,0	0,878	12,29	2.000,38
20.05.2010 10:10	13,5	0,878	11,85	1.954,88
20.05.2010 10:20	12,0	0,878	10,54	1.703,12
20.05.2010 10:30	11,0	0,878	9,66	1.442,94
20.05.2010 10:40	13,0	0,878	11,41	1.880,25
20.05.2010 10:50	13,0	0,878	11,41	1.880,25
20.05.2010 11:00	13,0	0,878	11,41	1.880,25
20.05.2010 11:10	13,0	0,878	11,41	1.880,25
20.05.2010 11:20	12,0	0,878	10,54	1.703,12
20.05.2010 11:30	11,0	0,878	9,66	1.442,94
			$\overline{P}_{soll}$	1.801,67

WEA	**E82 2,0**			
Datum Uhrzeit Beginn	Windgeschwindigkeit	Korrekturfaktor Wind	korrigierte Windgeschwindigkeit	Sollwert pro Zeitintervall
	$v_{i,wind}$	$k_{Wind,v}$	$v_{i,wind,neu}$	$P_{i,soll}$
	m/s		m/s	kW
20.05.2010 09:50	17,0	0,878	14,93	2.050,00
20.05.2010 10:00	14,0	0,878	12,29	2.000,38
20.05.2010 10:10	13,5	0,878	11,85	1.954,88
20.05.2010 10:20	12,0	0,878	10,54	1.703,12
20.05.2010 10:30	11,0	0,878	9,66	1.442,94
20.05.2010 10:40	13,0	0,878	11,41	1.880,25
20.05.2010 10:50	13,0	0,878	11,41	1.880,25
20.05.2010 11:00	13,0	0,878	11,41	1.880,25
20.05.2010 11:10	13,0	0,878	11,41	1.880,25
20.05.2010 11:20	12,0	0,878	10,54	1.703,12
20.05.2010 11:30	11,0	0,878	9,66	1.442,94
			$\overline{P}_{soll}$	1.801,67

WEA	**E70 2,3**			
Datum Uhrzeit Beginn	Windgeschwindigkeit	Korrekturfaktor Wind	korrigierte Windgeschwindigkeit	Sollwert pro Zeitintervall
	$v_{i,wind}$	$k_{Wind,v}$	$v_{i,wind,neu}$	$P_{i,soll}$
	m/s		m/s	kW
20.05.2010 09:50	17,0	1,147	19,50	2.310,00
20.05.2010 10:00	14,0	1,147	16,05	2.301,23
20.05.2010 10:10	13,0	1,147	14,91	2.233,02
20.05.2010 10:20	12,0	1,147	13,76	2.073,32
20.05.2010 10:30	11,0	1,147	12,61	1.863,63
20.05.2010 10:40	13,0	1,147	14,91	2.233,02
20.05.2010 10:50	13,0	1,147	14,91	2.233,02
20.05.2010 11:00	13,0	1,147	14,91	2.233,02
20.05.2010 11:10	13,0	1,147	14,91	2.233,02
20.05.2010 11:20	12,0	1,147	13,76	2.073,32
20.05.2010 11:30	11,0	1,147	12,61	1.863,63
			$\overline{P}_{soll}$	2.150,02

3. Berechnung der Ist-Leistung für jede WEA ($\overline{P}_{Ist}$)

$$\overline{P}_{Ist} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,istneu} \quad mit \quad P_{i,istneu} = \min(\max(P_{i,ist}; P_{i,red}); P_{i,soll})$$

Datum Uhrzeit Beginn	Stufe lt. EisMan	Abweichende Stufe	Ist-Arbeit	Ist-Leistung	Maximal zu reduzierende Leistung in [kW]	Max-Wert
				$P_{i,ist}$	$P_{i,red}$	$\max(P_{i,ist},P_{i,red})$*
			kW/1/4h	kW	kW	kW
20.05.2010 09:30	Wechsel	Wechsel	1.181,25	4.725,00	4.725,00	4.725,00
20.05.2010 09:45	60%	60%	1.023,75	4.095,00	3.780,00	4.095,00
20.05.2010 10:00	Wechsel	Wechsel	440,00	1.760,00	1.760,00	1.760,00
20.05.2010 10:15	30%	30%	440,00	1.760,00	1.890,00	1.890,00
20.05.2010 10:30	30%	30%	400,00	1.600,00	1.890,00	1.890,00
20.05.2010 10:45	Wechsel	Wechsel	200,00	800,00	800,00	800,00
20.05.2010 11:00	0%	0%	100,00	400,00	0,00	400,00
20.05.2010 11:15	Wechsel	Wechsel	700,00	2.800,00	2.800,00	2.800,00
20.05.2010 11:30	Wechsel	Wechsel	700,00	2.800,00	2.800,00	2.800,00
						2.295,00

*Wenn der Ist-Wert pro Zeitintervall kleiner ist als der zu reduzierenden Wert, ist zu prüfen, ob die Ursache hierfür im fehlenden Primärenergieträgerangebot liegt. Ist dies der Fall, darf der geringere Ist-Wert in die Berechnung eingehen. Liegt jedoch die Ursache des geringeren Ist-Wertes in einer zu hohen Abregelung begründet, ist der höhere Wert anzusetzen.

Aufteilung auf einzelne WEA analog des Verteilungsschlüssels aus 2.	Verteilungsschlüssel aus Schritt			Gesamt
	31,53%	31,53%	36,94%	100,00%
$\overline{P}_{Ist}$ für jede WEA	**723,57**	**723,57**	**847,86**	**2.295,00**

4. Berechnung der Ausfallentschädigung (EZ)

$$EZ = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \frac{V_{Einsp}}{100}$$

WEA	Psoll	Pist	Delta T	Vergütungs-satz	EZ_{WEA}
	kW	kW	h	ct/kWh	€
WEA 1	1.801,67	723,57	1,67	8,7	156,32
WEA 2	1.801,67	723,57	1,67	8,7	156,32
WEA 3	2.150,02	847,86	1,67	9,2	199,66
Summe der Entschädigungszahlung in €					512,31

Anhang 9: Formelherleitungen für die Photovoltaik-Verfahren

1 Ausgangsformeln Formeln für PV-Entschädigungszahlungen

Formel für Bodenanlagen gemäß § 32 EEG:

$$EZ_{PV,B} = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \frac{V_{Einsp}}{100}$$

Erläuterungen:

Formel A18: Entschädigungszahlung für PV-Anlagen am Boden (§ 32 EEG)

$EZ_{PV,B}$ Entschädigungszahlung für PV-Anlagen am Boden in [€]

Formel für Anlagen auf Gebäuden gemäß § 33 EEG:

$$EZ_{PV,G} = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \sum_{i_V=1}^{n_V} \frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V,N}}{P_{Nenn}}$$

Formel A19: Entschädigungszahlungen für PV-Anlagen auf Gebäuden (§ 33 EEG)

Bei PV-Anlagen auf Gebäuden und baulichen Anlagen gemäß § 33 EEG sind in Abhängigkeit von der Anlagennennleistung unterschiedliche Vergütungssätze zu berücksichtigen.[302]

- Von 0 bis 30 Kilowatt,
- größer 30 bis 100 Kilowatt,
- größer 100 bis einschließlich 1 Megawatt und
- größer als ein Megawatt.[303]

2 Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen

Im Folgenden werden die Formeln 10 und 11 des Hauptteils schrittweise hergeleitet:

2.1 Einstrahlungsmessverfahren (EMV)

2.1.1 Ausgangsformel für die Soll-Leistung nach dem EMV

Allgemein: Zur Berechnung der Soll-Leistung wird die theoretische Maximalleistung um den Anlagenwirkungsgrad (PR) korrigiert:

$$\overline{P}_{SollPV,E} = \overline{P}_{theo} * PR$$

Formel A20: Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen nach dem Einstrahlungsmessverfahren (EMV) / (Ausgangsformel)

---

302 Zur Berechnung eines gewichteten Vergütungssatzes für PV-Anlagen vgl. Anhang 12

303 Vgl. EEG 2009 und 2012, § 33.

Erläuterungen:

$\overline{P}_{theo}$ Mittelwert der theoretischen Leistung in [kW]

PR Performance Ratio (Anlagenwirkungsgrad) in [%]

2.1.2 Berechnung der theoretisch möglichen Leistung ($\overline{P}_{theo}$)

Zwischenrechnung: Berechnung der Anlagennennleistung[304]:

$$P_{Nenn} = A_{PV} * \eta_{PV} * G_{STC}$$

Formel A21: Berechnung der Nennleistung von PV-Anlagen

Erläuterungen:

A_{PV}: Generatorfläche der PV Anlage in [m^2]

η_{PV} Modulwirkungsgrad in [%]

G_{STC} Einstrahlungsleistung unter Standardtestbedingungen (Standard Test Conditions)[305] in [1.000 W/m^2]

Zur Ermittlung der theoretischen Leistung während einer EMM wird anstelle der Einstrahlungsleistung unter Standardtestbedingungen die tatsächliche Strahlungsleistung eingesetzt:

$$P_{theo} = A_{PV} * \eta_{PV} * \overline{G}_{h,EMM}$$

Formel A22: Berechnung der theoretischen Leistung nach dem EMV

2.1.3 Ermittlung der Performance Ratio (PR)

Berechnung des Verhältnisses zwischen Ist-Leistung im EMM-freien Zeitraum und theoretischer Leistung auf Basis der Einstrahlungsbedingungen:

$$PR = \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{\overline{P}_{theo,VZ}} = \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{A_{PV} * \eta_{PV} * \overline{G}_{h,VZ}}$$

Formel A23: Berechnung der Performance Ratio (PR) für das EMV

Erläuterungen:

$\overline{P}_{theo,VZ}$ Durchschnittliche theoretische Leistung der Gesamtanlage im Vergleichszeitraum in [kW]

---

[304] Die Berechnung der Nennleistung ist in den meisten Fällen nicht notwendig, da die Nennleistung unter Standardtestbedingungen vom Hersteller bereits vorgegeben ist. Die Verwendung dieser Formel dient hier lediglich dazu, den Berechnungsansatz leichter nachvollziehen zu können.

[305] Die Bedingungen zur Spezifizierung der Wirkungsgrade von Solarmodulen erfolgt auf Basis eines internationalen Normenwerks. Diese einheitlichen Standardtestbedingungen (STC = Standard Test Conditions), welche der Vergleichbarkeit von Modulen dienen, sind eine Bestrahlungsstärke von 1.000 W/m^2 in Modulebene, eine konstante Solarzellentemperatur von 25°C und das Strahlungsspektrum AM 1,5 global. Vgl. Rebhan (2002), S. 338.

2.1.4 Berechnung der Soll-Leistung ($\overline{P}_{Soll,PV,E}$)

Zusammenführung der Formeln für die theoretische Leistung (vgl. 2. Schritt) und die Performance Ratio (vgl. 3. Schritt)

$$\overline{P}_{SollPV,E} = \overline{P}_{theo} * PR = A_{PV} * \eta_{PV} * \overline{G}_{hEMM} * \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{A_{PV} * \eta_{PV} * \overline{G}_{h,VZ}}$$

Formel A24: Ausführliche Darstellung der Soll-Leistung nach dem EMV

Nach weiteren Vereinfachungen resultiert hieraus Formel 10 des Hauptteils:

$$\overline{P}_{SollPV,E} = \frac{\overline{G}_{h,EMM}}{\overline{G}_{h,VZ}} * \overline{P}_{Ist,VZ}$$

Formel A25: Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen nach dem EMV

2.2 Referenzmodul-/Referenzanlagenverfahren (RMV/RAV)

2.2.1 Ausgangsformel für die Soll-Leistung nach dem RMV/RAV

Korrektur der theoretisch möglichen Leistung zum Ausgleich des Fehlers zwischen Referenzmodul bzw. -anlage und Hauptanlage:

$$\overline{P}_{Soll,PV,R} = \overline{P}_{theo} * k_{PV,ref}$$

Formel A26: Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen nach dem Referenzmodulverfahren (RMV) / (Ausgangsformel)

Erläuterungen:

$k_{PV,ref}$ Korrekturfaktor der Referenzmodul-/Referenzanlagenleistung in [%]

2.2.2 Berechnung der theoretisch möglichen Leistung ($\overline{P}_{theo}$)

Lineare Hochrechnung der Modulleistung bzw. Referenzanlagenleistung auf die Gesamtanlage, indem die Leistung des Referenzmoduls/der Referenzanlage während der EMM mit dem Verhältnis zwischen gesamter Nennleistung der Anlage und der Referenzmodul-/ Referenzanlagenleistung multipliziert wird:

$$\overline{P}_{theo} = \overline{P}_{ref,EMM} * \frac{\overline{P}_{Nenn}}{P_{ref}}$$

Formel A27: Berechnung der theoretischen Leistung nach dem RMV

Erläuterungen:

P_{ref} Nennleistung der Referenzmodule in [kW]

2.2.3 Ermittlung des Korrekturfaktors der Referenzmodulleistung ($k_{PV,ref}$)

Berechnung des Verhältnisses zwischen der Ist-Leistung im EMM-freien Zeitraum an der Hauptanlage und der theoretischen Leistung im Vergleichszeitraum:

$$k_{PV,ref} = \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{\overline{P}_{theo,VZ}} = \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{\overline{P}_{ref,VZ} * \frac{P_{Nenn}}{P_{ref}}}$$

Formel A28: Berechnung des Korrekturfaktors der Referenzmodulleistung für das RMV

2.2.4 Berechnung der Soll-Leistung ($\overline{P}_{SollPV,R}$)

Zusammenführung der Formeln für die theoretische Leistung und den Korrekturfaktor der Referenzmodul- bzw. Referenzanlagenleistung

$$\overline{P}_{SollPV,R} = \overline{P}_{ref,EMM} * \frac{P_{Nenn}}{P_{ref}} * \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{\overline{P}_{ref,VZ} * \frac{P_{Nenn}}{P_{ref}}}$$

Formel A29: Ausführliche Darstellung der Soll-Leistung nach dem RMV

Nach weiteren Vereinfachungen resultiert hieraus Formel 11:

$$\overline{P}_{SollPV,R} = \overline{P}_{ref,EMM} * \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{\overline{P}_{ref,VZ}}$$

Formel A30: Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen nach dem RMV

3 Berechnung der Ist-Leistung

$$\overline{P}_{Ist} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,istneu} \quad mit \qquad P_{i,istneu} = \min(\max P_{i,ist}; P_{i,red}); P_{i,soll})$$

Vgl. Formel A14: Berechnung des durchschnittlichen Ist-Leistungswertes

4 Berechnung der Entschädigungszahlung

4.1 Einstrahlungsmessverfahren

Gesamtformel nach § 32 EEG

$$EZ_{PV,EB} = (\frac{\overline{G}_{h,EMM}}{\overline{G}_{h,VZ}} * \overline{P}_{Ist,VZ} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \frac{V_{Einsp}}{100}$$

Formel A31: Entschädigungszahlung nach dem EMV für PV-Anlagen auf dem Boden (§ 32 EEG)

Erläuterungen:

$EZ_{PV,EB}$ Entschädigungszahlung für PV-Anlagen am Boden nach dem EMV in [€] Gesamtformel nach § 33 EEG

$$EZ_{PV,EG} = (\frac{\overline{G}_{h,EMM}}{\overline{G}_{h,VZ}} * \overline{P}_{Ist,VZ} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \sum_{i_V=1}^{n_V} \frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V,N}}{P_{Nenn}}$$

Formel A32: Entschädigungszahlung nach dem EMV für PV-Anlagen auf Gebäuden (§ 33 EEG)

Erläuterungen:

$EZ_{PV,EG}$ Entschädigungszahlung für PV-Anlagen auf Gebäuden nach dem EMV in [€]

Die Berechnung des gewichteten Vergütungssatzes bei PV-Anlagen gemäß § 33 EEG kann in Anhang 12 nachvollzogen werden

4.2 Referenzmodul-/Referenzanlagenverfahren

Gesamtformel nach § 32 EEG

$$EZ_{PV,RB} = (\overline{P}_{ref,EMM} * \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{\overline{P}_{ref,VZ}} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \frac{V_{Einsp}}{100}$$

Formel A33: Entschädigungszahlung nach dem RMV für PV-Anlagen auf dem Boden (§ 32 EEG)

Erläuterungen:

$EZ_{PV,RB}$ Entschädigungszahlung für PV-Anlagen am Boden nach dem RMV in [€]

Gesamtformel nach § 33 EEG

$$EZ_{PV,RG} = (\overline{P}_{ref,EMM} * \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{\overline{P}_{ref,VZ}} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \sum_{i_V=1}^{n_V} \frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V,N}}{P_{Nenn}}$$

Formel A34: Entschädigungszahlung nach dem RMV für PV-Anlagen auf Gebäuden (§ 33 EEG)

Erläuterungen:

$EZ_{PV,RG}$ Entschädigungszahlung für PV-Anlagen auf Gebäuden nach dem RMV in [€]

Anhang 10: Berechnungsbeispiel Einstrahlungsmessverfahren

EMM-Abrechnung für PV-Anlagen - Einstrahlungsmessverfahren

Nennleistung		kWp
Formeln	**1) Gesamtformeln für Entschädigungszahlung**	
§ 32 EEG	$EZ_{PV,B} = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \frac{V_{Einsp}}{100}$	
§ 33 EEG	$EZ_{PV,G} = (\frac{\overline{G}_{h,EMM}}{\overline{G}_{h,VZ}} * \overline{P}_{Ist,VZ} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \sum_{i_V=1}^{n_V} \frac{V_{Einsp,iV}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V,N}}{P_{Nenn}}$	
	2) Berechnung der Soll-Leistung	
	$\overline{P}_{SollPV,E} = \frac{\overline{G}_{h,EMM}}{\overline{G}_{h,VZ}} * \overline{P}_{Ist,VZ}$	

Legende

$EZ_{PV,B}$	Entschädigungszahlung für PV Anlagen am Boden in [€]
$EZ_{PV,G}$	Entschädigungszahlung für PV Anlagen auf Gebäuden in [€]
$\overline{G}_{h,EMM}$	Einstrahlungsleistung im EMM-Zeitraum in [W/m2]
$\overline{G}_{h,VZ}$	Einstrahlungsleistung im Vergleichszeitraum zu ist,VZ in [W/m2]
i_V	Vergütungskategorie
n_V	Anzahl Vergütungskategorien
$\Delta P_{iV,N}$	Anteil der Nennleistung an der Vergütungskategorie in [kW]
$\overline{P}_{Ist}$	Mittelwert der tatsächlichen Leistung an der Abrechnungsmesseinrichtung während der EMM in [kW]
$\overline{P}_{Ist,VZ}$	Mittelwert der Ist-Leistung im Vergleichszeitraum in [kW]
P_{Nenn}	Nennleistung der Anlage in [kW]
$\overline{P}_{Soll}$	Mittelwert der theoretisch zu erzielenden Leistung während der EMM in [kW]
$\overline{P}_{SollPV,E}$	Theoretische Soll-Leistung für PV-Anlagen auf Basis von Einstrahlungswerten in [kW]
Δt	Zeiteinheit in [h]
V_{Einsp}	Spezifischer Vergütungssatz in [ct/kWh]
$V_{Einsp,iV}$	EEG spezifischer Vergütungssatz je Vergütungskategorie in [ct/kWh]

Erforderliche Angaben zur Berechnung der Leistungen in den Vergleichszeiträumen $\overline{P}_{Ist,VZ}$ und $\overline{G}_{h,VZ}$

112.550,0	kWh	kWh der eigenen Anlage an der Abrechnungsmessung im Vergleichszeitraum (ohne EMM Tage)
25.715,0	Wh/m2	Wh im analogen Vergleichszeitraum
20,0	Tage	Tage des Vergleichszeitraums (ohne die Tage, an welchen Einspeisemanagement-Einsätze stattfanden)
480,0	h	Vergleichszeitraum (h ohne EMM-Tage)
Wichtige Hinweise für den Vergleichszeitraum		Der Vergleichszeitraum beinhaltet **alle** Tage des Monats, an welchen **keine** EisMan-Schaltungen stattfanden.
		Sofern mehrere EMM in einem Monat stattfanden, ist der Vergleichszeitraum für alle Einsätze dieses Monats nur einmal zu ermitteln.
		Die Strahlungsleistung bzw. Referenzmodulleistung am Tag der Schaltung ist grds. auf die Dauer der EMM zu beziehen. Dies gilt insbesondere für die Anfangs- und Endzeit zur Berechnung der theoretisch produzierbaren Leistung (Strahlungs- oder Referenzmodulleistung) als auch für die Ist-Leistung. Soll- und Ist-Leistung haben sich auf exakt denselben Zeitraum zu beziehen.

Generelle Angaben für den Abrechnungsmonat

$\overline{P}_{IstVZ}$	**234,48**	**kW**	Gesamte Ist-Leistung im Vergleichszeitraum an der Abrechnungsmessung in [kW]
$\overline{G}_{h,VZ}$	**53,57**	**W/m2**	Einstrahlungsleistung für den Vergleichszeitraum zu P_{IstVZ} in [W/m^2]

Eis-Man Datum	Einsatz-Nr.	Dauer der EMM	Wh für Dauer der EMM	Strahlungs-leistung während EMM	Soll-Leistung während EMM	Ist-Arbeit während EMM	Ist-Leistung während EMM	Zeit des EisMan-Einsatzes	Vergütungs-satz	Ausfallentschä-digung der EMM
				$\overline{G}_{h,EMM}$	$\overline{P}_{Soll}$		$\overline{P}_{Ist}$	Δt	V_{Einsp}	EZ
		min	Wh/m^2	W/m^2	in kW	in kWh	in kW	h	ct/kWh	€
01.01.2011	1	674	364	32,40	141,82	1.000,00	89,02	11,23	28,43	168,64
07.01.2011	4	217	930	257,14	1.125,47	2.850,00	788,02	3,62	28,43	346,97
..	7	22	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,37	28,43	0,00
..	9	100	50	30,00	131,30	40,00	24,00	1,67	28,43	50,84
..	11	120	114	57,00	249,48	41,00	20,50	2,00	28,43	130,20
..	19	140	95	40,71	178,20	42,00	18,00	2,33	28,43	106,27
		0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,43	0,00
		0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,43	0,00
		0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,43	0,00
									Gesamt	**802,92**

Gelbe Felder sind zu befüllen

Anhang 11: Berechnungsbeispiel Referenzmodul-/Referenzanlagen-verfahren

EMM-Abrechnung für PV-Anlagen - Referenzmodul-/Referenzanlagenverfahren

Nennleistung	kWp	**Legende**	
Formeln	**1) Gesamtformeln für Entschädigungszahlung**	$EZ_{PV,B}$	Entschädigungszahlung für PV Anlagen am Boden in [€]
§ 32 EEG	$EZ_{PV,B} = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \frac{V_{Einsp}}{100}$	$EZ_{PV,G}$	Entschädigungszahlung für PV Anlagen auf Gebäuden in [€]
		i_V	Vergütungskategorie
§ 33 EEG	$EZ_{PV,G} = (\frac{\overline{G}_{h,EMM}}{\overline{G}_{h,VZ}} * \overline{P}_{Ist,VZ} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \sum_{i_V=1}^{n_V} \frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V,N}}{P_{Nenn}}$	n_V	Anzahl Vergütungskategorien
		$\Delta P_{iV,N}$	Anteil der Nennleistung an der Vergütungskategorie in [kW]
	2) Berechnung der Soll-Leistung	$\overline{P}_{Ist}$	Mittelwert der tatsächlichen Leistung an der Abrechnungsmesseinrichtung während der EMM in [kW]
	$\overline{P}_{SollPV,R} = \overline{P}_{ref,EMM} * \frac{\overline{P}_{Ist,VZ}}{\overline{P}_{ref,VZ}}$	$\overline{P}_{Ist,VZ}$	Mittelwert der Ist-Leistung im Vergleichszeitraum in [kW]
		P_{Nenn}	Nennleistung der Anlage in [kW]
		$\overline{P}_{ref,EMM}$	Durchschnittliche Leistung des/der Referenzmodule für die Dauer der EMM in [kW]
		$\overline{P}_{ref,VZ}$	Durchschnittliche Leistung des/der Referenzmodule für die Dauer der Vergleichszeitraums in [kW]
		$\overline{P}_{Soll}$	Mittelwert der theoretisch zu erzielenden Leistung während der EMM in [kW]
		$\overline{P}_{SollPV,R}$	Theoretische Soll-Leistung für PV-Anlagen auf Basis von Referenzanlagen/-modulen in [kW]
		Δt	Zeiteinheit in [h]
		V_{Einsp}	Spezifischer Vergütungssatz in [ct/kWh]
		$V_{Einsp,iV}$	EEG spezifischer Vergütungssatz je Vergütungskategorie in [ct/kWh]

Erforderliche Angaben zur Berechnung von $\overline{P}_{IstVZ}$ und $\overline{P}_{refVZ}$		
125.000,0	kWh	kWh der eigenen Anlage an der Abrechnungsmessung im Vergleichszeitraum (ohne EMM Tage)
1.500,0	kWh	kWh der Referenzmodule/der Referenzanlage (nicht unter EisMan) im analogen Vergleichszeitraum
25,0	Tage	Tage des Vergleichzeitraums (ohne die Tage, an welchen Einspeisemanagement-Einsätze stattfanden)
600,0	h	Vergleichszeitraum (h ohne EMM-Tage)
Wichtige Hinweise für den Vergleichszeitraum		Der Vergleichszeitraum beinhaltet **alle** Tage des Monats, an welchen **keine** EisMan-Schaltungen stattfanden.
		Sofern mehrere EMM in einem Monat stattfanden, ist der Vergleichszeitraum für alle Einsätze dieses Monats nur einmal zu ermitteln.
		Die Strahlungsleistung bzw. Referenzmodulleistung am Tag der Schaltung ist grds. auf die Dauer der EMM zu beziehen. Dies gilt insbesondere für die Anfangs- und Endzeit zur Berechnung der theoretisch produzierbaren Leistung (Strahlungs- oder Referenzmodulleistung) als auch für die Ist-Leistung. Soll- und Ist-Leistung haben sich auf exakt denselben Zeitraum zu beziehen.

Generelle Angaben für den Abrechnungsmonat			
$\overline{P}_{Ist,VZ}$	**208,33**	**kW**	Durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum an der Abrechnungsmessung in [kW]
$\overline{P}_{ref,VZ}$	**2,50**	**kW**	Durchschnittliche Leistung des/der Referenzmodule für die Dauer der Vergleichszeitraums in [kW]

Eis-Man Datum	Einsatz-Nr.	Dauer der EMM	kWh des Referenz-moduls für die Dauer der EMM	kW des Referenz-moduls für die Dauer der EMM	Soll-Leistung während EMM	Ist-Arbeit während EMM	Ist-Leistung während EMM	Zeit des EisMan-Einsatzes	Vergütungs-satz	Ausfallent-schä-digung der EMM
				$\overline{P}_{ref,EMM}$	$\overline{P}_{Soll}$		$\overline{P}_{Ist}$	Δt	V_{Einsp}	EZ
		min	kWh	kW	in kW	in kWh	in kW	h	ct/kWh	€
02.01.2011	2	500	20	2,40	200,00	50,00	6,00	8,33	28,43	459,62
08.01.2011	5	300	10	2,00	166,67	60,00	12,00	5,00	28,43	219,86
..	8	39	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65	28,43	0,00
..	11	55	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,92	28,43	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,43	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,43	0,00
				0,00	0,00	50,00	0,00	0,00	28,43	0,00
				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,43	0,00
									Gesamt	**679,48**

Gelbe Felder sind zu befüllen

Anhang 12: Berechnungsbeispiel: Gewichteter Vergütungssatz für Biomasse- und PV-Anlagen

1 Gewichteter Vergütungssatz für Biomasse-Anlagen

Vor der Berechnung des gewichteten Vergütungssatzes ist zunächst die Bemessungsleistung[306] zu bestimmen:

$$\overline{P}_{Bem} = \frac{W_{t,el}}{t}$$

Formel A35: Berechnung der Bemessungsleistung

Erläuterungen:

$W_{t,el}$	Elektrische Arbeit im Zeitraum t in [kWh]
t	Zeittraum in [h]

Für Entschädigungszwecke sind zwei Ansätze zur Berechnung der Bemessungsleistung denkbar: Entweder die unmittelbare Leistung vor der EMM (Variante 1: ¼ h vor der EMM) oder die festgestellte Bemessungsleistung des Vorjahres (Variante 2 – hier 8.000 Benutzungsstunden):

Beispiel:

Variante	Berechnungsansatz für Bemessungsleistung	Arbeit	Stunden	Bemessungs-leistung
		kWh	h	kW
	Formelzeichen	$W_{a,t}$	t	$\overline{P}_{Bem}$
1	Leistung 1/4 h vor der EMM	300	0,25	1.200
2	Jahresarbeit des letzten Jahres	9.400.000	8.000	1.175

Die Ausfall-Leistung wird anhand der hier berechneten Bemessungsleistung (Variante 1 oder 2) auf die folgenden Kategorien mit fiktiven Vergütungssätzen aufgeteilt

- Von 0 bis 150 Kilowatt, 18ct/kWh
- größer als 150 bis 500 Kilowatt, 16 ct/kWh
- größer als 500 bis einschließlich 5 Megawatt und 14 ct/kWh
- größer als 5 Megawatt bis 20 Megawatt. 12 ct/kWh

Berechnung des gewichteten Vergütungssatzes auf Basis von Formel 13:

$$EZ_{Bio} = (P_{Soll,el} - P_{Ist,el}) * \Delta t * \underbrace{\sum_{i_V=1}^{n_V} \frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}}_{\text{Gewichteter Vergütungssatz}}$$

[306] Hintergründe zur Bemessungsleistung sind in Gliederungspunkt 5.2.3 beschrieben.

Berechnung des gewichteten Vergütungssatzes nach § 27 EEG (2) EEG Biomasse					
Vergütungskategorien	Vergütungs-satz	Variante 1		Variante 2	
		Leistungs-anteil	Anteil	Leistungs-anteil	Anteil
	ct/kWh $V_{Einsp,iV}$	kW ΔP_{iV}	% $\Delta P_{iV}/\overline{P}_{Bem}$	kW ΔP_{iV}	% $\Delta P_{iV}/\overline{P}_{Bem}$
0-150 kW	20,00	150	12,5%	150	12,8%
150 bis 500 kW	18,00	350	29,2%	350	29,8%
500 bis 5.000 kW	16,00	700	58,3%	675	57,4%
5.000 bis 20.000 kW	14,00	0	0,0%	0	0,0%
	$\overline{P}_{Bem}$	1.200	100,0%	1.175	100,0%
Durchschnittlicher Vergütungssatz in ct/kWh			17,08		17,11

2 Gewichteter Vergütungssatz für Photovoltaik-Anlagen gemäß § 33 EEG

Berechnung des gewichteten Vergütungssatzes auf Basis von Formel 9:

$$EZ_{PV,G} = (\overline{P}_{Soll} - \overline{P}_{Ist}) * \Delta t * \underbrace{\sum_{i_V=1}^{n_V} \frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V,N}}{P_{Nenn}}}_{\text{Gewichteter Vergütungssatz}}$$

Berechnung des gewichteten Vergütungssatzes nach § 33 (1) EEG für Photovoltaikanlagen			
PV-Anlage mit Nennleistung in kW		P_{Nenn}	1.500
Vergütungskategorien	Vergütungs-satz	Leistungs-anteil	Anteil
	ct/kWh	kW	%
	$V_{Einsp,iV}$	ΔP_{iV}	$\Delta P_{iV}/P_{Nenn}$
0-30 kW	28,74	30	2,0%
30 bis 100 kW	27,33	70	4,7%
100 bis 1.000 kW	25,86	900	60,0%
mehr als 1.000 kW	21,56	500	33,3%
	P_{Nenn}	1.500	100,0%
Durchschnittlicher Vergütungssatz in ct/kWh			24,55

Anhang 13: Formelherleitungen für die Biomasse-Verfahren

1 Ausgangs-Formel für Ausfallentschädigungen der elektrischen Leistung

$$EZ_{Bio,el} = \overline{P}_{a,el} * \Delta t * \sum_{i_V=1}^{n_V} \frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}} = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \Delta t * \sum_{i_V=1}^{n_V} \frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}$$

Formel A36: Entschädigungszahlung für die elektrische Ausfallarbeit von Biomasse-Anlagen

Erläuterungen:

$\overline{P}_{a,el}$ Elektrische Ausfall-Leistung in [kW]

Vgl. hierzu Formel 13 im Hauptteil

2 Grundlagen für die Berechnung der Soll-Leistung ($\overline{P}_{Soll}$)

Die Bestimmung der durchschnittlichen Soll-Leistung ($\overline{P}_{Soll}$) erfolgt auf Basis der unmittelbar vor der EMM gemessenen Leistung

$$\overline{P}_{Soll} = \overline{P}_{i,ist,vor}$$

Formel A37: Soll-Leistung für Biomasse-Anlagen

Vgl. hierzu Formel 12 im Hauptteil

3 Grundlagen für die Berechnung der Ist-Leistung ($\overline{P}_{Ist}$)

Prüfung für jedes einzelne Zeitintervall, ob die vom Netzbetreiber angeforderte Regelungsstufe nicht unter- oder überschritten wird.

$$\overline{P}_{Ist} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,istneu} \quad mit \qquad P_{i,istneu} = \min(\max P_{i,ist}; P_{i,red}); P_{i,soll})$$

Formel A38: Berechnung des durchschnittlichen Ist-Leistungswerts

Vgl. hierzu Formel 4 im Hauptteil

4. Berechnung der Ausfall-Leistungen ($\overline{P}_a$) für Biomasse-Anlagen

4.1 Berechnung der elektrischen Ausfall-Leistung

$$\overline{P}_{a,el} = \overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}$$

Formel A39: Berechnung der elektrischen Ausfall-Leistung für Biomasse-Anlagen

4.2 Berechnung der Ausfall-Leistung für den KWK-Anteil

$$\overline{P}_{a,KWK} = \overline{P}_{a,th} * \sigma_{Strom}$$

Formel A40: Berechnung der Ausfall-Leistung für den KWK-Anteil

Erläuterungen:

$\overline{P}_{a,KWK}$ Ausfall-Leistung für den KWK-Anteil in [kW_{th}]

4.3 Berechnung der thermischen Ausfall-Leistung

Berechnung der thermischen Ausfall-Leistung, indem das Verhältnis zwischen Wärmeleistung und elektrischer Leistung eines Vergleichszeitraums auf die bereits ermittelte elektrische Ausfall-Leistung übertragen wird.

$$\overline{P}_{a,th} = \overline{P}_{a,el} * \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}}$$

Formel A41: Berechnung der thermischen Ausfall-Leistung

Vgl. Formel 16 im Hauptteil

Dafür ist es erforderlich, die thermische Leistung im Vergleichszeitraum zu ermitteln:

$$\overline{P}_{VZ,th} = \frac{Q_{VZ,th}}{t_{VZ,th}}$$

Formel A42: Berechnung der thermischen Leistung im Vergleichszeitraum

Erläuterungen:

$Q_{VZ,th}$ Wärme im Vergleichszeitraum in [kWh_{th}]

$t_{VZ,th}$ Vergleichszeitraum für die Wärmelieferung in [h]

4.4 Berechnung der Ausfall-Leistung für die Brennstoffkosten

Berechnung der Brennstoffkosten mittels Korrektur der thermischen Ausfall-Leistung um die Energieverluste in der Verbrennungsanlage:

$$P_{a,Br} = P_{a,th} * \frac{1}{\eta_{\mathrm{th}}}$$

Formel A43: Berechnung der Leistungsbasis für die zusätzlichen Brennstoffkosten

Erläuterungen:

$P_{a,Br}$ Leistungsbasis für zusätzliche Brennstoffkosten in [kW]

5 Berechnung der Entschädigungszahlungen für einzelne Vergütungskomponenten

Zusammenführung der Formeln zur Berechnung der einzelnen Vergütungskomponenten

5.1 Entschädigungsberechnung der elektrischen Arbeit

$$EZ_{Bio,el} = \overline{P}_{a,el} * \Delta t * \sum_{i_V=1}^{n_V} \frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}} = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \Delta t * \sum_{i_V=1}^{n_V} \frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}$$

Vgl. Formel A36: Berechnung der Entschädigungszahlung für die elektrische Ausfallarbeit

5.2 Entschädigungsberechnung für den KWK-Anteil

$$EZ_{Bio,KWK} = P_{a,KWK} * \Delta t * \frac{V_{KWK}}{100} = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * \sigma_{Strom} * \Delta t * \frac{V_{KWK}}{100}$$

Formel A44: Entschädigungszahlung für den KWK-Anteil

Vgl. Formel 14 im Hauptteil.

5.3 Entschädigungsberechnung der entgangenen Wärmelieferung

$$EZ_{Bio,th} = \overline{P}_{a,th} * \Delta t * \frac{V_{th}}{100} - EA = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * \Delta t * \frac{V_{th}}{100}$$

Formel A45: Entschädigungszahlung für entgangene Wärmeerlöse

Vgl. Formel 17 im Hauptteil

5.4 Entschädigungsberechnung für Zusatzkosten durch redundante Wärmeversorgung

$$EZ_{Bio,Br} = \overline{P}a,th * \Delta t * \frac{V_{Br}}{\eta_{th}} - EA = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * \frac{1}{\eta_{th}} * \Delta t * \frac{V_{Br}}{100}$$

Formel A46: Entschädigungsberechnung für die Brennstoffkosten der redundanten Heizungsanlage

Vgl. Formel 19 im Hauptteil.

Zur Ermittlung der Brennstoffkosten ist folgender Zwischenschritt erforderlich:

$$V_{BR} = \frac{V_{ES}}{H_s}$$

Formel A47: Berechnung der Brennstoffkosten

Erläuterungen:

V_{ES} Preis für Einsatzstoff in [ct/l]

H_S Brennwert in [kWh/l]

6 Entschädigungszahlungen für das Pauschalverfahren

6.1 Anlagen ohne KWK-Anteil

Vgl. Formel A35.

6.2 Anlagen mit KWK Bonus ohne redundante Wärmeversorgung

Zusammenfassung der Formeln aus 5.1. und 5.2.:

Zunächst gilt allgemein:

$$EZ_{Bio} = EZ_{Bio,el} + EZ_{Bio,KWK}$$

Eine ausführliche Aufstellung aller Einzelkomponenten ergibt:

$$EZ_{Bio} = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \sum_{i_V=1}^{n_V} (\frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}) * \Delta t + (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * \sigma * \Delta t * \frac{V_{KWK}}{100}$$

Nach weiteren Vereinfachungen zeigt sich:

$$EZ_{Bio} = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \Delta t * [\sum_{i_V=1}^{n_V} (\frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}) + \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * \sigma * \frac{V_{KWK}}{100}]$$

Formel A48: Berechnung der Ausfallentschädigung für Biomasse-Anlagen inkl. KWK-Anteil

Vgl. Formel 15 im Hauptteil und Gliederungspunkt 7.3.3.

6.3 Anlagen mit KWK-Anteil und redundanter Wärmeversorgung

Analog zu vorgenanntem Punkt. Vgl. Formel 15 im Hauptteil und Gliederungspunkt 7.3.3.

7 Entschädigungszahlungen für das Spitzabrechnungsverfahren

7.1 Anlagen ohne KWK-Anteil

Vgl. Formel A 36 sowie Gliederungspunkt 7.3.4 im Hauptteil.

7.2 Anlagen mit KWK Bonus ohne redundante Wärmeversorgung

Berechnet werden mit der folgenden Formel der entgangene EEG-Strom, der KWK-Anteil und die ausgefallene EEG-Wärmelieferung. Gegenzurechnen sind eingesparte Aufwendungen

Zunächst gilt allgemein:

$$EZ_{Bio} = EZ_{Bio,el} + EZ_{Bio,KWK} + EZ_{Bio,th} - EA$$

Eine ausführliche Darstellung aller Einzelformeln ergibt:

$$EZ_{Bio} = (\overline{P}_{Soll,el-}\overline{P}_{Ist,el}) * \sum_{i_V=1}^{n_V} (\frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}) * \Delta t + (\overline{P}_{Soll,el-}\overline{P}_{Ist,el})$$

$$* \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * \sigma * \Delta t * \frac{V_{KWK}}{100} + (\overline{P}_{Soll,el-}\overline{P}_{Ist,el}) * \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * \Delta t * V_{th} - EA$$

Aus weiteren Vereinfachungen resultiert:

$$EZ_{Bio} = (\overline{P}_{Soll,el-}\overline{P}_{Ist,el}) * \Delta t * [\sum_{i_V=1}^{n_V} (\frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}) + \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * (\sigma * \frac{V_{KWK}}{100} + \frac{V_{th}}{100})] - EA$$

Formel A49: Entschädigungszahlung für Biomasse-Anlagen mit KWK-Anteil und entgangenen Wärmeerlösen

Vgl. Formel 18 im Hauptteil.

7.3 Anlagen mit KWK-Anteil und redundanter Wärmeversorgung

Berechnet werden der regulär entgangene EEG-Strom, der KWK-Anteil sowie Zusatzkosten aufgrund der alternativen Wärmeversorgung. Gegen gerechnet werden eingesparte Aufwendungen

Zunächst gilt allgemein:

$$EZ_{Bio} = EZ_{Bio,el} + EZ_{Bio,KWK} + EZ_{Bio,Br} - EA$$

Werden alle Komponenten einzeln hintereinander aufgelistet ergibt sich folgende Formel:

$$EZ_{Bio} = (\overline{P}_{Soll,el-}\overline{P}_{Ist,el}) * \sum_{i_V=1}^{n_V} (\frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}) * \Delta t + (\overline{P}_{Soll,el-}\overline{P}_{Ist,el})$$

$$* \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} * \sigma * \Delta t * \frac{V_{KWK}}{100} + (P_{Soll,el-}P_{Ist,el}) * \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,th}} * \frac{1}{\eta_{\text{th}}} * \Delta t * \frac{V_{Br}}{100} - EA$$

Aus weiteren Vereinfachungen resultiert:

$$EZ_{Bio} = (\overline{P}_{Soll,el-}\overline{P}_{Ist,el}) * \Delta t * [\sum_{i_V=1}^{n_V} (\frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}) + \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} (\sigma * \frac{V_{KWK}}{100} + \frac{V_{Br}}{100} * \frac{1}{\eta_{\text{th}}})] - EA$$

Formel A50: Entschädigungszahlung für Biomasse-Anlagen mit KWK-Anteil und zusätzlichen Brennstoffkosten

Vgl. Formel 20 im Hauptteil.

7.4 Komplette Formel mit allen möglichen Vergütungskomponenten

Die folgende Formel integriert alle möglichen Vergütungskomponenten:

$$EZ_{Bio} = (\overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}) * \Delta t * [\sum_{i_V=1}^{n_V} (\frac{V_{Einsp,i_V}}{100} * \frac{\Delta P_{i_V}}{\overline{P}_{Bem}}) + \frac{\overline{P}_{VZ,th}}{\overline{P}_{VZ,el}} (\sigma * \frac{V_{KWK}}{100} + \frac{V_{th}}{100} + \frac{V_{Br}}{100} * \frac{1}{\eta_{th}})] - EA$$

Formel A51: Gesamtformel für alle Biomasse-Anlagen mit sämtlichen Vergütungskomponenten.

Anhang 14: Berechnungsbeispiel Biomasse – Pauschal- und Spitzabrechnungsverfahren

Einsatz-Daten			**Basis-Daten**	
Region	Sü_14		Energieträger:	Biomasse gemäß § 27 EEG
Beginn des Aufrufs	31.12.2010 23:19		KWK-Bonus Verg.satz in ct/kWh	3 ct/kWh
Ende des Aufrufs	01.01.2011 02:05		Kosten Wärmelieferung	n. rel.
Beginn-Abrechnung	31.12.2010 23:15		Brennstoffkosten	n. rel.
Ende Abrechnung	01.01.2011 02:15		Nennleistung	700
Dauer der EMM in min	166		Regelung lt. Vorgabe	nein
Dauer der Abrechnungszeit	180		Abweichende Vorgabe	ja
Datum [TT.MM.JJJJ hh:mm]	Stufe [%]	Zeitdauer [min]	Stromkennzahl*	0,87
			Thermischer Wirkungsgrad**	0,94
31.12.2010 23:19	60	89	**Stufe lt. Einsatzbericht**	abweichende Regelung
01.01.2011 00:48	0	61	60%	0,5
01.01.2011 01:49	30	16	30%	0
01.01.2011 02:05	100	0	0%	0
EisMan-Dauer Gesamt		166		

Legende			
EA	Eingesparte Aufwendungen	$P_{i,soll}$	Soll-Leistung pro Zeitintervall in [kW]
EZ_{Bio}	Entschädigungszahlung für Biomasse-Anlagen in [€]	$\overline{P}_{Ist}$	Mittelwert der tatsächlichen Leistung an der Abrechnungsmesseinrichtung während der EMM in [kW]
$EZ_{Bio,Br}$	Entschädigungszahlung für die Brennstoffkosten der redundanten Anlage in [€]	$\overline{P}_{Ist,el}$	Mittelwert der tatsächlichen elektrischen Leistung an der Abrechnungsmesseinrichtung während der EMM in [kW]
$EZ_{Bio,el}$	Entschädigungszahlung für die elektrische Ausfallarbeit von Biomasse-Anlagen in [€]	P_{Nenn}	Nennleistung der Anlage in [kW]
$EZ_{Bio,KWK}$	Entschädigungszahlung für den KWK-Anteil [€]	$\overline{P}_{Soll}$	Mittelwert der theoretisch zu erzielenden Leistung während der EMM in [kW]
$EZ_{Bio,th}$	Entschädigungszahlung für entgangene Wärmeerlöse in [€]	$\overline{P}_{Soll,el}$	Mittelwert der theoretisch zu erzielenden elektrischen Leistung während der EMM in [kW]
EZ_{Br}	Entschädigungsbetrag für die Brennstoffkosten in [€]	$\overline{P}_{VZ,el}$	Elektrische Leistung im Vergleichszeitraum in [kWh]
H_S	Brennwert in [kWh/l]	$\overline{P}_{VZ,th}$	Thermische Wärmeleistung im Vergleichszeitraum in [kWhth]
i	Wert im Zeitintervall	$Q_{VZ,th}$	Wärme im Vergleichszeitraum in [kWhth]
i_V	Vergütungskategorie	Δt	Zeiteinheit in [h]
n_V	Anzahl Vergütungskategorien	$t_{VZ,th}$	Vergleichszeitraum für die Wärmelieferung in [h]
n	Anzahl der Zeitintervalle	V_{Br}	Vergütungssatz für den Brennstoff in [ct/kWhth]
$P_{a,Br}$	Leistungsbasis für zusätzliche Brennstoffkosten in [kW]	$V_{Einsp,iV}$	EEG spezifischer Vergütungssatz je Vergütungskategorie in [ct/kWh]
$\overline{P}_{a,el}$	Elektrische Ausfallleistung in [kW]	V_{ES}	Preis für Einsatzstoff in [ct/l]
$\overline{P}_{a,KWK}$	Ausfallleistung für den KWK-Anteil in [kW_{th}]	V_{KWK}	Vergütungssatz für den KWK-Anteil in [ct/kWh]
$\overline{P}_{a,th}$	Thermische Ausfallleistung in [kW_{th}]	V_{th}	Vergütungssatz für die thermische Wärmelieferung in [€/kWhth]
$\overline{P}_{Bem}$	Bemessungsleistung in [kW]	ΔP_{iV}	Anteilige Bemessungsleistung der jeweiligen Vergütungskategorie in [kW]
$P_{i,ist}$	Ist-Leistungswert pro Zeitintervall in [kW]	η_{th}	Thermischer Wirkungsgrad in [%]
$P_{i,ist,vor}$	Letzter vollständig gemessener Viertelstunden-Leistungswert vor der EMM am Netzverknüpfungspunkt in [kW}	σ_{Strom}	Stromkennzahl (lt. Vorgabe des Herstellers bzw. Gutachters)
$P_{i,red}$	Zu reduzierender Leistungswert pro Zeitintervall laut Regelungsvorgabe der Netzbetreiber in [kW]		

2. Schritt: Berechnung der durchschnittlichen elektrischen Ist-Leistung ($?_{Ist}$)

$$\overline{P}_{Ist} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} P_{i,istneu} \quad mit \quad P_{i,istneu} = \min(\max(P_{i,ist}; P_{i,red}); P_{i,soll})$$

				Ist-Werte		Deckelung	Max-Wert
Beginn	Ende	Stufe	Abw. Stufe	Arbeit	Leistung		**max($P_{i,ist}$; $P_{i,red}$)**
					$P_{i,ist}$	**$P_{i,red}$**	
					kW	kW	kW
31.12.2010 23:15	31.12.2010 23:30	Wechsel	Wechsel	150	600	600	600
31.12.2010 23:30	31.12.2010 23:45	60%	50%	135	540	350	540
31.12.2010 23:45	01.01.2011 00:00	60%	50%	87,5	350	350	350
01.01.2011 00:00	01.01.2011 00:15	60%	50%	70	280	350	350
01.01.2011 00:15	01.01.2011 00:30	60%	50%	100	400	350	400
01.01.2011 00:30	01.01.2011 00:45	60%	50%	87,5	350	350	350
01.01.2011 00:45	01.01.2011 01:00	Wechsel	Wechsel	50	200	200	200
01.01.2011 01:00	01.01.2011 01:15	0%	0%	0	0	0	0
01.01.2011 01:15	01.01.2011 01:30	0%	0%	0	0	0	0
01.01.2011 01:30	01.01.2011 01:45	0%	0%	0	0	0	0
01.01.2011 01:45	01.01.2011 02:00	Wechsel	Wechsel	0	0	0	0
01.01.2011 02:00	01.01.2011 02:15	100%	100%	100	400	700	700
						Mittelwert	290,83

3. Schritt: Berechnung der durchschnittlichen elektrischen Ausfallleistung ($?_{Soll,el}$ - $?_{Ist,el}$)

$$\overline{P}_{a,el} = \overline{P}_{Soll,el} - \overline{P}_{Ist,el}$$

$?_{Soll,el}$	$?_{Ist,el}$	$?_{a,el}$
kW	kW	kW
670,0	290,8	379,2

4. Schritt: Berechnung der Ausfallleistungen für zusätzliche Entschädigungs-Komponenten aufgrund von Wärmekonzepten

Berechnung der Ausfallleistung für den KWK-Bonus

$$\overline{P}_{a,KWK} = \overline{P}_{a,th} * \sigma_{Strom}$$

dafür ist zunächst die Berechnung der thermischen Ausfallleistung notwendig

$$P_{a,th} = P_{a,el} * \frac{P_{VZ,th}}{P_{VZ,el}}$$

Nebenrechnung: Berechnung der thermischen Wärmeleistung ($\overline{P}_{VZ,th}$) im Vergleichszeitraum

$$P_{VZ,th} = \frac{Q_{VZ,th}}{t_{VZ,th}}$$

Wärmemenge im Vergleichszeitraum	Zeit in h	thermische Leistung im Vergleichszeitraum
$Q_{VZ,th}$	$t_{VZ,th}$	$P_{VZ,th}$
kWh_{th}	h	kW_{th}
1.000.000	8760	114,16

Berechnung der Ausfallleistung für die Brennstoffkosten

$$P_{a,Br} = P_{a,th} * \frac{1}{\eta_{th}}$$

Die elektrische Leistung im Vergleichszeitraum ($\overline{P}_{VZ,el}$) wird analog ermittelt und hier als gegeben unterstellt

Tabelle mit allen relevanten Ausfallleistungen

elektrische Ausfall-Leistung	Th. Leistung im VZ	El. Leistung im VZ (gegeben)	thermische Ausfallleistung	Stromkennzahl (gegeben)	KWK-Ausfallleistung	Thermischer Wirkungsgrad	Leistung für Brennstoff-kosten
Relevant für Pauschal- und Spitzabrechnungsverfahren						*Nur Spitzabrechnungsverfahren*	
$\overline{P}_{a,el}$	$\overline{P}_{VZ,th}$	$\overline{P}_{VZ,el}$	$\overline{P}_{a,th}$	σ	$\overline{P}_{a,KWK}$	η_{th}	$\overline{P}_{a,Br}$
kW	kW_{th}	kW	kW_{th}		kW_{th}		kW_{th}
379,2	114,2	450	96,2	0,87	83,7	0,94	102,3

5. Schritt: Berechnung der Entschädigungszahlungen für die elektrische Ausfallarbeit

$$EZ_{Bio,el} = P_{a,el} * \Delta t * \sum_{i=1}^{n} \frac{V_{Einsp,i}}{100} * \frac{\Delta P_i}{P_{Bem}}$$

Zunächst: Berechnung des gewichteten Vergütungssatzes für die elektrische Ausfallleistung

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{V_{Einsp,i}}{100} * \frac{\Delta P_i}{P_{Bem}}$$

$P_{Bem} = P_{Soll} = 670\ kW$

Vergütungs-kategorie	Vergütungs-satz	Anteil der Leistung an der Vergütungskateorie
Grenzwerte	$V_{Einsp,i}$	ΔP_i
	ct/kWh	
bis 150 kW	23,67	150
bis 500 kW	18,80	350
bis 5.000 kW	15,00	170
bis 20.000 kW	12,00	0
gewicht. Vergütungssatz	18,93	670

Berechnung gewichteter Vergütungssatz: = 23,67/100*150/670+18,80/100*350/670+15,0/100*170/670 = 0,1893 €/kWh

Berechnung der elektrischen Ausfallarbeit

elektrische Ausfallleistung	Zeit in h	gewichteter Vergütungssatz für die elektrische Arbeit	Entschädigungs-zahlung
$\overline{P}_{a,el}$	Δt	$\overline{V}Einsp$	$EZ_{Bio,el}$
kW	h	€/kWh	€
379,2	3,0	0,1893	215,28

6. Schritt optional: Berechnung der Entschädigungszahlungen für den KWK-Bonus

$$EZ_{Bio,KWK} = P_{a,KWK} * \Delta t * \frac{V_{KWK}}{100}$$

KWK-Ausfall-leistung	Zeit in h	Vergütungssatz für den KWK-Bonus	Entschädigungs-zahlung
$\overline{P}_{a,KWK}$	Δt	V_{KWK}	$EZ_{Bio,KWK}$
kW	h	€/kWh	€
83,7	3,0	0,0300	7,53

7. Schritt: Nur beim Spitzabrechnungsverfahren - Berechnung der entgangenen Wärmeerlöse

$$EZ_{Bio,th} = \overline{P}_{a,th} * \Delta t * \frac{V_{th}}{100} - EA$$

thermische Ausfallleistung	Zeit in h	Vergütungssatz für die Wärme-lieferung	Entschädigungs-zahlung
$\overline{P}_{a,th}$	Δt	V_{KWK}	$EZ_{Bio,th}$
kW	h	€/kWh	€
96,2	3,0	0,0700	20,20

Die Höhe des Vergütungssatzes wird als gegeben unterstellt

8. Schritt: Nur beim Spitzabrechnungsverfahren - Entschädigungszahlungen für die Brennstoffkosten der Ersatzanlage

$$EZ_{Bio,Br} = P_{a,Br} * \Delta t * \frac{V_{Br}}{100}$$

Leistung für Brennstoff-kosten	Zeit in h	Vergütungs-satz für die Brennstoff-kosten	Entschädigungs-zahlung
$\overline{P}_{a,Br}$	Δt	V_{KWK}	$EZ_{Bio,Br}$
kW	h	€/kWh	€
102,3	3,0	0,0561	17,22

Nebenrechnung Vergütungssatz für Brennstoffkosten

$$V_{BR} = \frac{V_{ES}}{H_s}$$

		Annahmen	
V_{ES}	Preis für Einsatzstoff in [ct/l]	60,21	Preis für Heizöl pro Liter (l)
H_S	Brennwert in [kWh/l]	10,74	Hier Brennwert leichtes Heizöl
V_{Br}	Vergütungssatz für den Brennstoff in [ct/kWh$_{th}$]	5,61	Preis für Heizöl pro kWh$_{th}$

9. Schritt: Zusammenfassung aller Vergütungskomponenten

Ermittlung der eingesparten Aufwendungen (eingesparte Biomassesubstrate, feste bzw. flüssige Biomasse, eingesparte Zündölmengen…)

				Annahme		
$EZ_{Bio,el}$	$EZ_{Bio,KWK}$	$EZ_{Bio,th}$	$EZ_{Bio,Br}$	EA	EZ gesamt	EZ gesamt
Pauschal- und Spitzabrechnungsverfahren		Nur Spitzabrechnungsverfahren			Pauschal-verfahren	Spitzabrech-nungsverfahren
€	€	€	€	€	€	€
215,28	7,53	20,20	17,22	-15,00	222,82	245,24

Anhang 15: Im Rahmen der Untersuchung eingesetzte Nutzwertanalyse

Beschreibung der Nutzwertanalyse

1.) Gesamt-Ziel des Bewertungsverfahrens „Nutzwertanalyse“
Entwicklung von Empfehlungen für energieträgerspezifische Entschädigungssystematiken
2.) Differenzierung des Gesamtziels:
In diesem Punkt wurde das Zielsystem näher spezifiziert, indem zunächst die Zielkriterien „leichte technische Umsetzbarkeit“, „Praktikabilität/Einfachheit“, „Wirtschaftlichkeit“ sowie "Genauigkeit/Vollständigkeit" bestimmt wurden.
3.) Gewichtung der Zielkriterien:
Bei der Gewichtung der Kriterien, deren Summe 100 Prozent ergibt, konnte keine besondere Präferenz für einzelne Kriterien festgestellt werden. Daraus resultiert, dass alle vier oben beschriebenen Kriterien gleich gewichtet sind.
4.) Ihre Aufgabe:
Bestimmung der Erfüllungsrade der einzelnen Alternativen:
Zur Bestimmung des Gesamtnutzens jeder Alternative wird vom Befragten ein Punktwert von **1=total unwichtig** bis **10=höchste Relevanz** für jedes Teilziel vergeben. Eine Multiplikation dieses Punktwerts mit dem Gewichtungsfaktor des Teilziels ergibt zunächst den Teilnutzen dieses Teilziels. Die Summe der Teilnutzenwerte ergibt den Gesamtnutzenwert. Damit ist eine Alternative vollständig auf Basis dieses Modells bewertet. **Beim Vergleich der Gesamtnutzen der einzelnen Alternativen/Entschädigungssystematiken gilt, je höher der Gesamtnutzen, desto besser ist die Alternative.**

Anmerkungen zu den Verfahren:

		Nutzwertanalyse					
	Beurteilungskriterien/ Teilziele	leichte technische Umsetzbarkeit	Praktikabilität /Einfachheit	Wirtschaftlich-keit	Genauigkeit/ Vollständigkeit	Summe, Gesamtnutzenwert
	Gewichtung	**0,25**	**0,25**	**0,25**	**0,25**	**1**
Energieträger	Abrechnungsvariante					
Windenergie	Pauschalverfahren					**0,00**
	Spitzabrechnungsverfahren 1 (Korrektur der Leistung)					**0,00**
	Spitzabrechnungsverfahren 2 (Korrektur der Windgeschw.)					**0,00**
Photovoltaik	Einstrahlungsmessverfahren					**0,00**
	Referenzmodulverfahren					**0,00**
	Referenzanlagenverfahren					**0,00**
Biomasse gemäß § 27 EEG	Pauschalverfahren					**0,00**
	Spitzabrechnungsverfahren					**0,00**
	Eintragung von Punktwerten von 1 = total unwichtig bis 10 höchste Relevanz					

Spezifizierung des Zielsystems: Beschreibung der Teilziele/Bewertungskriterien

Kriterien/ Teilziele	Allgemeine Beschreibung der Kriterien	Spezifikation der Kriterien aus Sicht der Anlagenbetreiber	Spezifikation der Kriterien aus Sicht der Netzbetreiber
leichte technische Umsetzbarkeit	Ist das Verfahren hinsichtlich der erforderlichen technischen Voraussetzungen (technische Einrichtungen der Anlage, Hardware, Software) leicht umsetzbar?	technische Ausstattung, Möglichkeit der Datenbereitstellung durch Software	nicht relevant
Praktikabilität /Einfachheit	Ist das Verfahren praktisch anwendbar und auch von nicht Experten hinsichtlich der methodischen Vorgehensweise schnell nachvollziehbar? Beschränkt sich das Verfahren auf wenige wesentliche Faktoren, um das Ziel zu erreichen?	Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Verfahrens für die Anlagenbetreiber, Erleichterung Rechnungstellung	Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Verfahrens für die Netzbetreiber/BNetzA, Erleichterung Rechnungsprüfung
Wirtschaftlich-keit	Wird das erwartete Ergebnis mit einem angemessenen Mitteleinsatz (Zeit, Geld) erreicht? (Nutzen/Kosten Verhältnis / Effizienz?)	Ergebnis = schnelle Rechnungserstellung bei akzeptabler Genauigkeit (Minimalprinzip)	Ergebnis = Anerkennung der Kosten durch die BNetzA bei geringem Prüfauwand
Genauigkeit/ Vollständigkeit	Wird der Ertragsausfall so genau berechnet, wie er auch ohne externe Eingriffe zustande gekommen wäre? Wie nahe liegen die Grundlagen der Datenermittlung am als nichtig akzeptierten Ergebnis? Sind alle für eine Ausfallberechnung erforderlichen Informationen vollständig in der Berechnungsmetodik berücksichtigt?	akzeptable Ergebnisse hinsichtlich der Exaktheit, Vollständigkeit der erforderlichen Informationen	akzeptable Ergebnisse für die BNetzA hinsichtlich der Exaktheit, Vollständigkeit der erforderlichen Informationen

==> Gelbe Felder sind zu befüllen / können befüllt werden

Anhang 16: Text der Expertenbefragung

Sehr geehrte Damen und Herren,

mein Name ist Marcus Hentschel, ich bin kaufmännischer Ansprechpartner für Erneuerbare Energien bei der E.ON Netz GmbH und gerade dabei mein berufsbegleitendes Studium zum Master Management an der Wissenschaftlichen Hochschule in Lahr mit einer Master-Thesis abzuschließen. Das Thema lautet: „Kompensation von entgangenen Einspeisevergütungen für Anlagenbetreiber gemäß § 12 EEG „Härtefallregelung (infolge leistungsreduzierender netzentlastender Einspeisemanagement-Maßnahmen) - Entwicklung von Empfehlungen für energieträgerspezifische Entschädigungssystematiken."

Der Grund, weshalb ich in diesem Zusammenhang auf Sie zukomme ist, dass ich eine Experten-Befragung zu verschiedenen, teilweise bereits etablierten und teilweise von mir neu entwickelten Entschädigungsverfahren durchführe. Ihre Mithilfe bei der Bewertung dieser Verfahren wäre zum einen für mich äußerst hilfreich, um neben eigenen Argumentationen ein zusätzliches Bewertungs-Instrument zu haben. Ziel ist, zu belastbaren Aussagen über die Eignung dieser Methoden im Rahmen meiner wissenschaftlichen Arbeit zu kommen. **Für Sie** könnte die Teilnahme an der Befragung dahingehend ein großer Vorteil sein, dass Sie einen Beitrag zur Weiterentwicklung der Entschädigungssystematiken aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen (EMM) leisten können. Bei einer Teilnahme erhalten Sie selbstverständlich die Ergebnisse der Umfrage. Auch können Sie die hier vorgestellten Varianten in den Diskussionsprozess von Ihrer Seite aktiv einbringen. Weitere Teilnehmer dieser Experten Befragung sind (potenziell) von EMM betroffene Anlagenbetreiber, Verbandsvertreter und Netzbetreiber.

Bevor ich konkret auf die Verwendung der beigefügten Dateien und die Bewertungsform Bezug nehme, möchte ich noch kurz die Problemstellung dieser wissenschaftlichen Arbeit beschreiben.

Problemstellung
Leistungsreduzierungen von EEG-Anlagen werden nicht zuletzt aufgrund des breiten politischen und öffentlichen Konsenses zum Ausbau Erneuerbarer Energien tendenziell zunehmen. Zur Entschädigung der Anlagenbetreiber aufgrund netzentlastender Maßnahmen hat der Gesetzgeber zwar den prinzipiellen Vergütungs-Anspruch im § 11 und 12 EEG definiert, jedoch Details zur Ermittlung der entgangenen theoretisch erzielbaren Erlöse weitestgehend offen gelassen. Diese Lücke versucht diese wissenschaftliche Arbeit zu schließen, indem für die Energieträger "Wind", "Sonne" und "Biomasse" verschiedene Entschädigungs-Szenarien entwickelt wurden, welche Ihnen hiermit vorgestellt werden. Bereits bestehende und im Markt etablierte Richtlinien (BNetzA, BDEW, E.ON Netz…) sind in den beiliegenden Entschädigungssystematiken ebenfalls berücksichtigt. Um Empfehlungen für ein oder mehrere Verfahren je Energieträger qualifiziert ableiten zu können, wurde das Instrument der Expertenbefragung gewählt. Ziel ist, die Auswahlentscheidungen für ein oder mehrere Verfahren im Rahmen dieser wissenschaftlichen Arbeit zu systematisieren, indem der Nutzenwert der diversen Abrechnungsvarianten durch Ihre Mitwirkung bestimmt wird. Die weitere Vorgehensweise sehen Sie anhand der beigefügten Dokumente:

Folgende Dateien sind dieser E-Mail beigefügt, die Sie bitte wie folgt verwenden.

1.) Kurzbeschreibung über die Funktionsweise der diversen Abrechnungsverfahren (dient als allgemeiner Überblick über die Abrechnungsvarianten in Textform)

Kurzbeschreibung Wind-MH 08.20...

2.) Ausführliche Beschreibung der Formelherleitung für jedes Abrechnungsverfahren (bei vertieftem Informationsbedarf)

Formelherleitung Wind-MH 08.20...

3.) Excel-Anlage mit jeweils einem konkreten Berechnungsbeispiel pro Abrechnungsvariante zur Veranschaulichung und schrittweisen Nachvollziehbarkeit der Verfahren (Die unterschiedliche Höhe der Entschädigungszahlungen sind keine Gütekriterien für die Abrechnungsverfahren, da die Zahlen fiktiv und frei gewählt sind.)

Wind-Pauschalabrechnungsverfah...

Wind-Spitzabrechnungsverfahren...

Wind-Spitzabrechnungsverfahren...

4.) Bewertungsverfahren „Nutzwertanalyse“ **(Diese Anlage senden Sie bitte per E-Mail bis 02.09.2011 an mich zurück)**

Nutzwertanalyse - Anlagenbetre...

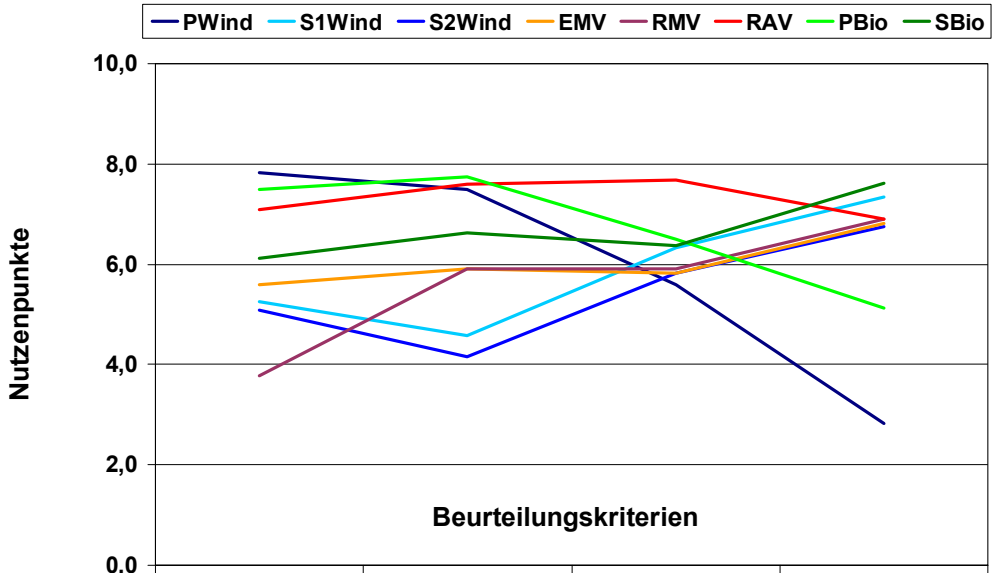
Termin zur Rückgabe der Bewertung
Ich wäre Ihnen aufgrund terminlicher Vorgaben sehr dankbar, wenn Sie die Nutzwertanalyse bis spätestens **02. September 2011** an mich zurücksenden könnten. Sollten Sie aus zeitlichen Gründen keine Bewertung vornehmen können, würde ich mich freuen, wenn Sie die Umfrage zur Bearbeitung an einen fachkundige(n) Kollegen/-in bzw. Mitarbeiter/-in weiterleiten könnten.

Abschließender wichtiger Hinweis:
Bitte beachten Sie, dass diese Arbeit in erster Linie wissenschaftlichen Zwecken dient. Ein Vergütungsanspruch gegenüber der E.ON Netz besteht nur auf Grundlage der bislang im Markt etablierten bzw. der von E.ON-Netz festgelegten Verfahren. Dennoch kann hiermit der Diskussionsprozess über die Eignung und Weiterentwicklung bestehender Verfahren sowie die Etablierung von ggf. neuen Verfahren befördert werden.

Bayreuth, 17.08.2011

Mit freundlichen Grüßen

Anhang 17: Ergebnisse Expertenbefragung – Alle Varianten - Grafik über Mittelwerte pro Teilziel



	techn. Umsetzbarkeit	Praktikabilität	Wirtschaftlichkeit	Genauigkeit
PWind	7,8	7,5	5,6	2,8
S1Wind	5,3	4,6	6,3	7,3
S2Wind	5,1	4,2	5,8	6,8
EMV	5,6	5,9	5,8	6,8
RMV	3,8	5,9	5,9	6,9
RAV	7,1	7,6	7,7	6,9
PBio	7,5	7,8	6,5	5,1
SBio	6,1	6,6	6,4	7,6

Anhang 18: Tabellarische Aufstellung der Expertenbefragung – Alle Einzelergebnisse inkl. statistischer Kennzahlen

		Wind														
	Alternativen	Pwind					S1Wind					S2Wind				
	Unterziele	U	P	W	G	NW	U	P	W	G	NW	U	P	W	G	NW
	Gewichtung	0,25	0,25	0,25	0,25	1	0,25	0,25	0,25	0,25	1	0,25	0,25	0,25	0,25	1
Bewertungen	1	7	8	2	2	4,8	4	5	9	9	6,8	4	4	9	9	6,5
	2	8	7	6	3	6,0	6	5	8	8	6,8	6	5	7	6	6,0
	3	7	7	6	2	5,5	4	4	6	9	5,8	4	4	6	6	5,0
	4	10	8	9	7	8,5	2	1	4	1	2,0	2	1	4	1	2,0
	5	6	6	3	5	5,0	10	7	8	9	8,5	10	7	8	9	8,5
	6	9	8	7	5	7,3	8	9	8	8	8,3	6	7	7	8	7,0
	7	8	8	7	2	6,3	4	1	3	6	3,5	4	1	3	6	3,5
	8	8	5	2	1	4,0	3	3	3	5	3,5	3	3	3	5	3,5
	9	8	10	9	1	7,0	5	3	5	9	5,5	5	3	5	9	5,5
	10	5	5	2	2	3,5	4	5	7	7	5,8	4	5	8	8	6,3
	11	9	9	6	3	6,8	6	6	8	8	7,0	6	4	3	8	5,3
	12	9	9	8	1	6,8	7	6	7	9	7,3	7	6	7	6	6,5
	NW	7,8	7,5	5,6	2,8	5,9	5,3	4,6	6,3	7,3	5,9	5,1	4,2	5,8	6,8	5,5
	STABW	1,4	1,6	2,7	1,9	1,4	2,3	2,4	2,1	2,4	2,0	2,1	2,0	2,2	2,3	1,8
	STABW in %	18%	21%	48%	67%	24%	43%	51%	33%	33%	34%	41%	48%	37%	34%	32%

		Photovoltaik														
	Alternativen	EMV					RMV					RAV				
	Unterziele	U	P	W	G	NW	U	P	W	G	NW	U	P	W	G	NW
	Gewichtung	0,25	0,25	0,25	0,25	1	0,25	0,25	0,25	0,25	1	0,25	0,25	0,25	0,25	1
Bewertungen	1	10	10	9	8	9,3	2	8	6	9	6,3	10	10	10	9	9,8
	2	4	5	7	7	5,8	3	4	8	8	5,8	3	4	8	8	5,8
	3	8	8	7	7	7,5	6	7	7	8	7,0	4	5	6	5	5,0
	4	6	6	7	8	6,8	1	1	1	1	1,0	7	6	6	6	6,3
	5	7	8	10	8	8,3	6	5	10	8	7,3	4	6	10	9	7,3
	6	1	1	1	1	1,0	1	1	1	1	1,0	10	10	10	10	10,0
	7	2	5	2	4	3,3	1	8	2	10	5,3	8	8	2	8	6,5
	8	2	3	2	9	4,0	5	6	4	5	5,0	9	9	8	5	7,8
	9	6	8	7	9	7,5	7	9	10	9	8,8	5	10	10	4	7,3
	10	8	6	7	9	7,5	2	6	6	7	5,3	8	8	7	7	7,5
	11	7,5	5	5	5	5,6	7,5	10	10	10	9,4	10	7,5	7,5	5	7,5
	NW	5,6	5,9	5,8	6,8	6,0	3,8	5,9	5,9	6,9	5,6	7,1	7,6	7,7	6,9	7,3
	STABW	2,9	2,5	3,0	2,5	2,4	2,6	3,0	3,5	3,2	2,7	2,7	2,1	2,5	2,0	1,5
	STABW in %	53%	43%	51%	37%	40%	68%	50%	59%	47%	48%	38%	28%	32%	29%	21%

		Biomasse									
	Alternativen	PBio					PBio				
	Unterziele	U	P	W	G	NW	U	P	W	G	NW
	Gewichtung	0,25	0,25	0,25	0,25	1	0,25	0,25	0,25	0,25	1
Bewertungen	1	5	9	10	8	8,0	5	7	7	10	7,3
	2	5	5	8	8	6,5	3	4	8	8	5,8
	3	7	8	8	9	8,0	7	7	6	9	7,3
	4	10	10	9	6	8,8	8	9	9	9	8,8
	5	10	8	4	1	5,8	10	10	8	10	9,5
	6	5	5	1	1	3,0	5	5	1	1	3,0
	7	8	7	5	3	5,8	4	4	4	7	4,8
	8	10	10	7	5	8,0	7	7	8	7	7,3
	NW	7,5	7,8	6,5	5,1	6,7	6,1	6,6	6,4	7,6	6,7
	STABW	2,3	2,0	3,0	3,2	1,9	2,3	2,2	2,7	2,9	2,1
	STABW in %	31%	26%	46%	62%	28%	37%	33%	42%	38%	32%

Legende:
U = leichte technische Umsetzbarkeit, P = Praktikabilität/Einfachheit, W = Wirtschaftlichkeit,
G = Genauigkeit, NW = Nutzenwert, STABW = Standardabweichung

Literaturverzeichnis

50hertz/amprion/EnBW/TenneT (2010a): EEG-Mittelfristprognose: Entwicklungen 2011 bis 2015,
URL: http://www.eeg-kwk.net/de/file/Zusammenfassung_ Mittelfristprognose.pdf, [10.10.2011].

50hertz/amprion/EnBW/TenneT (2010b): Aktuelle Daten zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G), Stand: 30.09.2010, KWK-Aufschlag ab 1. Januar 2011,
URL: http://www.eeg-kwk.net/de/file/KWK-G-Prognose2011.pdf, [10.10.2011].

Agentur für Erneuerbare Energien: Gute Gründe für die Förderung Erneuerbarer Energien,
URL: http://www.unendlich-viel-energie.de/de/panorama/gute-gruende.html, [12.09.2012].

Agentur für Erneuerbare Energien (2011): Aktuelle Daten und Fakten - Erneuerbare Energien,
URL: www.unendlich-viel-energie.de/de/wirtschaft/aktuelle-daten-und-fakten/browse/2.html, [10.10.2011].

Bamberg, G. /Coenenberg, A. G./Krapp, M. (2008): Betriebswirtschaftliche Entscheidungslehre, 14. Aufl., München.

BDEW/VKU (2009): Empfehlung von BDEW und VKU zur Wahl technischer Einrichtungen nach § 6 EEG,
URL: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_EEG-Umsetzungshilfen/$file/ 2009-09-11_BDEW-VKU_EinsMan_Empfehlung-Technik.pdf [17.10.2011].

BDEW (2009):Umsetzungshilfe zum EEG 2009,
URL: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_EEG-Umsetzungshilfen/ $file/BDEW-Umsetzungshilfe-zum-EEG-2009_Version1-1_20091201.pdf, [10.10.2011].

BDEW (2010): Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2010) - Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Vergütungssummen und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme,
URL: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20101203_ Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_in_Zahlen_2010/$file/BDEW-Energie-Info_EE%20und%20EEG%20in%20Zahlen%202010.pdf, [10.10.2011].

BDEW (2012): Gemeinsame Verbändeempfehlung: Ermittlung von Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG 2009.
URL: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/7B073137F0F3186DC1257830004840AA/$file/165_neu_2012-01-13_Verbaendeempfehlung-Entschaedigungszahlungen- Par12EEG2009.pdf [12.09.2012].

BDEW/VKU/BEE/BWE/Fachverband Biogas (2010): Stellungnahme - BNetzA-Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Hinweise von BDEW, VKU, BEE, BWE und Fachverband Biogas zum Entwurf des Leitfadens der Bundesnetzagentur, Konsultationsfassung vom 29.07.2010,
URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/ BNetzA/Sachgebiete/Energie/ ErneuerbareEnergienGesetz/LeitfadenEEG Einspeisemanagement/StellungnahmeEEG_BDEW_VKU_BEE_BWE _pdf.pdf?__blob=publicationFile, [17.10.2011].

Bechmann, A. (1978): Nutzwertanalyse, Bewertungstheorie und Planung, Bern/Stuttgart.

BEE (2011): Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Erneuer-

bare-Energien-Gesetz – EEG);
URL: http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/stellungnahmen /2011/20110607BEE_Stellungnahme_EEG_Gesetzentwurf.pdf. (2011), [10.10.2011].

Behnke, M. (2011): Folgen aus EEG, Netzgebiet der E.ON Edis, Informationen aus einer Präsentation der Fa. E.ON Edis – Stand 31.07.2011.

Bieg, H./Kußmaul, H. (2009): Investition, 2. Aufl., München.

BMU (2011a): Der Weg zur Energie der Zukunft - sicher, bezahlbar und umweltfreundlich Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende,
URL: http://www.bmu.de/energiewende/doc/47465.php, [13.09.2011].

BMU (2011b): Röttgen: 20 Prozent Erneuerbare Energien sind ein großer Erfolg, in: BMU-Pressedienst Nr. 108/11 Berlin, 30.08.2011,
URL: http://www.bmu.de/pressemitteilungen/aktuelle_ pressemitteilungen/pm/pdf/47718.pdf , [10.10.2011].

BMU (2011c): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) („EEG 2012“) - Informationen und häufig gestellte Fragen zur Novelle,
URL: http://erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application /pdf/eeg_2012_informationen_faq_bf.pdf, [10.10.2011].

BMU (2011d): Erneuerbar beschäftigt - Kurz- und langfristige Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt,
URL: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/ application/pdf/broschuere_erneuerbar_beschaeftigt_bf.pdf, [10.10.2011].

BNetzA (2010): Bundesnetzagentur-Monitoringbericht 2010,
URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/ DE/BNetzA/Presse/Berichte/2010/Monitoringbericht2010Energiepdf.pdf? __blob=publicationFile, [10.10.2011].

BNetzA (2011a): Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement,
URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/ DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/ LeitfadenEEGEinspeisemanagement/LeitfadenEEG_Version10_pdf.pdf; jsessionid=D9D20ED7BAD9CBE947B34F172894BB87?__ blob=publicationFile, [10.10.2011].

BNetzA (2011b): Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor nach § 4 Abs. 4 Nr.1 i.V.m. § 10 ARegV,
URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/ Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErhebungVonUnternDaten/ Erweiterungsfaktor/LeitfadenErweiterungStromGas2011pdf.pdf?_ _blob=publicationFile, [10.10.2011].

Bundesregierung (2011): Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) gemäß § 65 EEG,
URL: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ eeg_erfahrungsbericht_2011_bf.pdf, [10.10.2011].

BWE (2010): Windenergieausbau im Bundesland Schleswig-Holstein seit 1995,
URL: http://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/bundeslaender/ windenergie-schleswig-holstein, [11.10.2011].

Dach, M. (2011): Themen zu SMA Wechselrichter aus dem Bereich Medium Power Solutions, Informationsveranstaltung E.ON – SMA vom 21.09.2011.

Dillmann, R. (1990): Statistik II, Induktive Statistik, Heidelberg.

DLR, IWES, IFNE (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“, Ersteller: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung/Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel/Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow (2010), URL: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf /leitstudie2010_bf.pdf, [10.10.2011].

E.ON Avacon (2011): Entschädigungspflicht aufgrund des Einspeisemanagements gemäß § 12 EEG 2009, URL: http://www.eon-avacon.com/cms/Default.aspx?id=6051&ch=9, [10.10.2011].

E.ON Edis AG (2010a): Netzsicherheitsmanagement, URL: http://www.eon-edis.com/html/20373.htm, [10.10.2011].

E.ON Edis AG (2010b): Technische Umsetzung NSM, URL: http://www.eon-edis.com/html/21414.htm, [10.10.2011].

E.ON Netz GmbH (2010a): Richtlinie zur Umsetzung des § 12 EEG (Härtefallregelung), URL: http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG__KWK-G/Erneuerbare-_Energien-Gesetz/Einspeisemanagement/Vorgaben_zur_Rechnungsstellung_nach__12_EEG_und_Berechnungsdateien/Richtlinie_zur_Umsetzung_des__12_EEG_vers.1.1.pdf, [10.10.2011].

E.ON Netz GmbH (2010b): Stellungnahme der E.ON Netz GmbH zum „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement“ der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/ Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/ LeitfadenEEGEinspeisemanagement/StellungnahmeEEG_EonNetz_pdf. pdf?__blob=publicationFile, [10.10.2011].

E.ON Netz GmbH (2011a), Verfahrensstand zum Bau der 110-kV Leitung Breklum-Flensburg, URL: http://www.eon-netzausbau.de/pages/eon-netzausbau_de/Projekte/Breklum-Flensburg/Verfahrensstand/index.htm, [10.10.2011].

E.ON Netz GmbH (2011b): Leitung Breklum–Flensburg - Genehmigungsverfahren, URL: http://www.eon-netzausbau.de/pages/eon-netzausbau_de/Projekte/ Breklum-Flensburg/Genehmigungsverfahren/index.htm, [16.10.2011].

E.ON Netz GmbH (2011c): Funktionsweise Einspeisemanagement, URL: http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG__KWK-G/Erneuerbare-_Energien-Gesetz/Einspeisemanagement/ Funktionsweise_Einspeisemanagement/index.htm, [10.10.2011].

E.ON Netz GmbH (2011d): E.ON Netz Netzübersichtskarte Nordbereich – EisMan-Regionen, URL: http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG__KWK-G/Erneuerbare-_Energien-Gesetz/Einspeisemanagement/ Einspeisemanagement_Einsaetze/Netzplan_nord_EisMan.pdf, [10.10.2011].

E.ON Netz GmbH (2011e): Jahreshöchstlast 2010, URL: http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/Veroeffentlichungen/ Netzkennzahlen/Jahreshoechstlast_und_Lastverlauf/Jahreshoechstlast_2010/index.htm, [15.10.2011].

E.ON Netz GmbH (2011f): Workshop Spitzabrechnungsverfahren Wind, URL: http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG__KWK-

G/_download_files/Einspeisemanagement/2011-05-11-Prs_12_Lehrte.pdf, [10.10.2011].

E.ON Netz GmbH (2011g): Berechnungsansätze für Photovoltaikanlagen; URL: http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG__KWK-G/_download_files/Einspeisemanagement/2011-07-11-Berechnungsanstze_fr_Photovoltaikanlagen.pdf, [10.10.2011].

E.ON Netz GmbH (2011h): Einsätze des Einspeisemanagements 2011; URL: http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG__KWK-G/Erneuerbare-_Energien-Gesetz/Einspeisemanagement/Einspeisemanagement_Einsaetze /index.htm#tabelle, [21.10.2011].

E.ON Netz GmbH (2011i): Abschätzung Entschädigungen S-H für 2009 bis 2011.

Ecofys (2011a): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Vorhaben III Netzoptimierung, -integration und -ausbau, Einspeisemanagement Endbericht, URL: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/ application/pdf/eeg_eb_2011_netz_einspeisung_bf.pdf, [10.10.2011].

Ecofys (2011b): Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009 - Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung im Jahr 2009 - Ergebnisse einer Kurzstudie im Auftrag des Bundesverband Windenergie e.V., URL: http://www.eeg-aktuell.de/wp-content/uploads/2011/04/BWE_ Ecofys_Kurzstudie_zum_EinsMan_Januar_2011.pdf, [10.10.2011].

Ecofys, Deutsche WindGuard, TU-Dortmund und izesgGmbH (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Anhang: Vorübergehende Regelung von EE-Anlagen zur Vermeidung von Netzengpässen (Einspeisemanagement) und die damit verbundene Härtefallregelung, URL: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/ application/pdf/eeg_eb_2011_ netz_einspeisung_bf.pdf, [10.10.2011].

Ecofys: Ecofys - Experts in Energy, URL: http://www.ecofys.com/de/expertises/, [15.10.2011].

EEG 2012: Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG) aus Nr. 42 vom 04.08.2011, Seite 1634, URL: http://www.bgbl.de/Xaver/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl [10.10.2011], in der vorläufigen Gesamtfassung abrufbar unter, URL: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/ pdf/eeg_2012_bf.pdf, [10.10.2011].

EEG-Clearingstelle (2010): Empfehlung zu betrieblichen Einrichtungen, URL: http://www.clearingstelle-eeg.de/files/2010-5_Empfehlung.pdf, [10.10.2011].

EEX (2011): Strom Spotmarkt-Preise, URL: http://www.eex.com/de/, [10.10.2011].

Ender, C. (2011): Windenergienutzung in Deutschland – Stand 30.06.2011, in: DEWI Magazin, 20. Jg. 2011, No. 39, S. 40-49.

Enercon (2011): ENERCON Windenergieanlagen Produktübersicht, URL: http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_P_D_web.pdf , [10.10.2011].

Energielexikon (2011): Definition Bruttostromverbrauch, URL: http://www.energie.de/lexikon/erklaerung/bruttostromverbrauch.html, [10.10.2011].

EnviaM Verteilnetz GmbH (2009): Technische Mindestanforderungen der envia Verteilnetz GmbH (envia Netz) zum Netzanschluss und dessen Nutzung, gültig ab dem 01.04.2009,
URL: http://www.envia-netz.de/data/TMA_envia_NETZ.pdf, [16.10.2011].

Erneuerbare Energien (2011): Zeitreihen zur Entwicklung Erneuerbarer Energien von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien des BMU,
URL: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/msexcel/ee_zeitreihe.xls.

EWE-Netz (2011): Technische Anforderungen zur Umsetzung des Einspeisemanagements,URL: http://www.ewe-netz.de/strom/1915.php, [22.09.2011].

FGW (2010): Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 2: Bestimmung von Leistungskurve und standardisierten Energieerträgen Revision 16,
URL: http://www.wind-fgw.de/pdf/TR2_Rev16-d_preview.pdf, [10.10.2011].

Fuchs, M. (2006): E.ON Netz im Dialog - Neubau einer 110-kV-Leitung von Breklum nach Flensburg,
URL: http://www.eon-netzausbau.de/pages/eon-netzausbau_de/Projekte/ Breklum-Flensburg/Verfahrensstand/PDF_info-flyer_bf.pdf, [10.10.2011].

Gartner, W. (2002): Management, Einführung in Management, Kommunikation und Personalwirtschaft, München.

Gasch, R./Twele, J. (2010): Windkraftanlagen - Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb, 6. Aufl., Wiesbaden.

Giesecke, J./Mosonyi, E. (2009): Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb, 5. Aufl., Heidelberg.

Gruss, P./Schüth, F. (2008): Die Zukunft der Energie - Die Antwort der Wissenschaft, München.

Häder, M. (2010): Energiepolitik in Deutschland - Eine Analyse der umweltpolitischen Rahmenbedingungen für den Strommarkt aus Sicht der Ordnungspolitik, Bochum.

Hau, E. (2008): Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, 4. Aufl., Berlin.

Holm-Müller, K. (2011): „In der Übergangszeit treten zusätzliche Kosten auf. Die trägt der Konsument“, in: BDEW-Streitfragen, 01/2011, S. 26-27.

Ismar, G. (2011): Strom wird 2012 teurer, in: Bayerische Rundschau (dpa Beitrag), 15.09.2011, S. 26.

Kaltschmitt, M./Hartmann, H./Hofbauer, H. (2009): Energie aus Biomasse - Grundlagen, Techniken und Verfahren, 2. Aufl., Berlin.

Klein, R./Scholl, A. (2004): Software zur Entscheidungsanalyse – Eine Marktübersicht, in: Jenaer Schriften zur Wirtschaftswissenschaft, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät Friedrich-Schiller-Universität Jena (Hrsg.), 19/2004,
URL: http://www.wiwi.uni-jena.de/Papers/wp-sw1904.pdf, [10.10.2011].

Koch, J. (2004): Marktforschung - Begriffe und Methoden, 4. Aufl., München.

Konrad, F. (2008): Planung von Photovoltaik-Anlagen: Grundlagen und Projektierung, 2. Aufl., Wiesbaden.

Krewitt, W./Schlomann, B. (2006): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit,

URL: unter http://www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare_ energien/downloads/application/pdf/ee_kosten_stromerzeugung.pdf, [10.09.2011].

Laux, H./Gillenkirch, R. M./Schenk-Mathes, H. Y. (2012): Entscheidungstheorie, 8. Aufl., Berlin – Heidelberg.

Loske, A. (2011): Zukunftsfähigkeit - Eine sichere Stromversorgung zu akzeptablen Kosten, in: BDEW Streitfragen, 01/2011, S. 22-23.

Matthes, U. (2011): Das EEG – Einspeisemanagement, Der Anwendungsfall: Erfahrungen aus Netzbetreibersicht, Fa. envia Netz, Vortrag am BDEW-Infotag in Hamburg am 13.10.2011.

Meinzenbach, J. (2009): Die Anreizregulierung als Instrument der Effizienzverbesserung und Preisbegrenzung, Seminar zum Unternehmens- und Wirtschaftsrecht der Freien Universität Berlin.
URL: http://www.enreg.de/content/material/2009/SYLT09_MEINZENBACH. pdf. [12.09.2012].

Müller, H. (2011): Energiewende – Eine Operation am offenen Herzen, in: BDEW-Streitfragen, 01/2011, S. 4-13.

Müller, K./Giber, J. (2010): Erneuerbare (alternative) Energien reale Zukunft der Energieversorgung, einschließlich Kernenergie, 2. Auflage, Aachen.

Neddermann, B. (2011): EEG 2012 – Ein Überblick zu den Rahmenbedingungen für die Windenergienutzung, in: DEWI Magazin, 20. Jg. 2011, No. 39, S. 50-55.

Neue Energie (2011): Flaschenhals Stromnetz, in: Neue Energie – Das Magazin für Erneuerbare Energien, Nr. 01/2011, H. 11507, S. 1.

Neumann, H. (2011): „Wenn der Wind weht, schaltet E.ON ab!“, in: top agrar (04/2011), S. 148-150.

Nissen, R. (2011a): Bsp. Auswertung PV-Park Süderlügum Mai 2011, Fa. Wattmanufaktur, Galmsbüll.

Nissen, R. (2011b): Modulfläche Solarpark Süderlügum, Fa. Wattmanufactur, Galmsbüll.

Quaschnig, V. (2008): Regenerative Energiesysteme, Technologie, Berechnung, Simulation, 5. Auflage, München.

Peters, M. L./Zelewski, S. (2004): Möglichkeiten und Grenzen des „Analytic Hierarchy Process“ AHP als Verfahren zur Wirtschaftlichkeitsanalyse, in: Zeitschrift für Planung & Unternehmenssteuerung, 15. Jahrgang (2004), S. 295-324.

Rebhan, E. (2002): Energiehandbuch - Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie, Berlin.

Rosin, M. (2011): Windenergieanlagen und Netzintegration bei E.ON Netz, Vortrag vom 05.10.2011 in Lehrte.

Saaty, T. L. (1986): Axiomatic Foundation of the Analytic Hierarchy Process, in: Management Science, Vol. 32, No. 7, S. 841-855.

Saaty, T. L. (1990): The Analytic Hierarchy Process – Planning, Priority Setting, Resource Allocation, 2. Aufl., 2. Druck, Pittsburg.

Saaty, T. L./Vargas, L. G. (2001): Models, Methods, Concepts & Applications of the Analytic Hierarchy Process, Boston – Dordrecht – London.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011): Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung,
URL: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_ Sondergutach-

ten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_ erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile, [10.10.2011].

Schuh, H. (2001): Entscheidungsverfahren zur Umsetzung einer nachhaltigen Entwicklung, in Dresdner Beiträge zur Betriebswirtschaftslehre Nr. 45/01, URL: http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/ documents/877/1004080356265-1991.pdf, [10.10.2011].

Schwarzer, C. (2011): Windkraft in die Kaverne – Die Umwandlung überschüssigen Ökostroms in Gas könnte das Speicherproblem lösen, in: Die Zeit vom 08. September 2011, S.32.

Statista: Statista-Lexikon: Definition von Skalenniveau, URL: http://de.statista.com/statistik/lexikon/definition/123/skalenniveau/, [10.10.2011].

SW Leipzig (2010): Konsultation zum EEG-Einspeisemanagement, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads /DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/ LeitfadenEEGEinspeisemanagement/StellungnahmeEEG_SW_Leipzig_ pdf.pdf?__blob=publicationFile, [10.10.2011].

TenneT TSO GmbH (2010): Richtlinie zur Umsetzung des § 12 EEG (Härtefallregelung), URL: http://www.tennettso.de/pages/tennettso_de/EEG__KWK-G/Einspeisemanagement/Funktionsweise_Einspeisemanagement/Richtlinie_zur_Umsetzung_des__12_EEG.pdf, [10.10.2011].

TenneT TSO GmbH (2011): EEG-Systematik, URL: http://www.tennettso.de/pages/tennettso_de/EEG__KWK-G/Erneuerbare-_Energien-Gesetz/Systematik/index.htm, [10.10.2011].

Thomas, T. (2011): Abregeln und abregeln lassen, in: Sonne, Wind und Wärme (05/2011), S. 103-105.

Verband für Wärmelieferungen (2010): Stellungnahme zur Konsultation der Bundesnetzagentur „Leitfaden für EEG-Einspeisemanagement“, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/ Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/ LeitfadenEEGEinspeisemanagement/StellungnahmeEEG_Verband Waermelieferung_pdf.pdf?__blob=publicationFile, [10.10.2011].

VKU (2010): Konsultation des Leitfadens zum EEG-Einspeisemanagement, URL: http://www.vku.de/energie/energieerzeugung/erneuerbare-energien/fragenkatalogs-der-Bundesnetzagentur-zum-einspeisemanagement-bei-kwk-und-biogasanlagen-durch-die-verbaende.html?p=1, [10.10.2011].

Watter, H. (2009): Nachhaltige Energiesysteme - Grundlagen, Systemtechnik und Anwendungsbeispiele aus der Praxis, 1. Auflage, Wiesbaden.

Wengenmayr, R. (2011): Photovoltaik Solarzellen – ein Überblick, in: Bührke, T./Wengenmayr , R. (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Alternative Energiekonzepte für die Zukunft, 2. Aufl., Weinheim, S. 38-44.

Zangemeister, C. (1976): Nutzwertanalyse in der Systemtechnik – Eine Methodik zur multidimensionalen Auswahl von Projektalternativen, 4. Aufl., München.

Zangemeister, C./Bomsdorf, E. (1983): Empfindlichkeitsuntersuchungen in der Nutzwertanalyse (NWA): Ermittlung kritischer Zielgewichte und Empfindlichkeitsmaße, in: Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung, 35. Jg. (1983), Heft 5, S. 375-397.

Schriften der WHL Wissenschaftliche Hochschule Lahr

Bisher erschienen:

Heft 1: Günther Seeber, Helmut Keller
Kooperatives Marketing in Bildungsträgernetzwerken
Januar 2003, 37 Seiten, ISBN 3-937727-00-0

Heft 2: Martin Reckenfelderbäumer, Michael Welling
Fußball als Gegenstand der Betriebswirtschaftslehre.
Leistungstheoretische und qualitätspolitische Grundlagen
März 2003, 87 Seiten, ISBN 3-937727-01-9

Heft 3: Sabine Boerner, Diether Gebert, Ralf Lanwehr, Joachim G. Ulrich
Belastung und Beanspruchung von Selbständigen und Angestellten
August 2003, 19 Seiten, ISBN 3-937727-02-7

Heft 4: Dirk Sauerland, Sabine Boerner, Günther Seeber
Sozialkapital als Voraussetzung von Lernen und Innovation
Dezember 2003, 64 Seiten, ISBN 3-937727-03-5

Heft 5: Helmut Keller, Peter Beinborn, Sabine Boerner, Günther Seeber
Selbstgesteuertes Lernen im Fernstudium.
Ergebnisse einer Studie an den AKAD Privathochschulen
September 2004, 61 Seiten, ISBN 3-937727-04-3

Heft 6: Günther Seeber u. a.
Betriebliche Weiterbildung in Rheinland-Pfalz.
Eine Analyse der Daten des IAB-Panels für 2001
September 2005, 44 Seiten, ISBN 3-937727-68-X

Heft 7: Seon-Su Kim, Martina Schmette, Dirk Sauerland
Studium im Wandel?! Die Erwartungen der Studierenden an betriebswirtschaftliche Erst- und Weiterbildungsstudiengänge.
Teil I: Die Wahl von Hochschultyp und Studienabschluss beim Erststudium: Motive, Erwartungen und Einschätzungen der Studierenden
Dezember 2005, 85 Seiten, ISBN 3-937727-69-8

Schriften der WHL Wissenschaftliche Hochschule Lahr

Heft 8: Martina Schmette, Seon-Su Kim, Dirk Sauerland
Studium im Wandel?! Die Erwartungen der Studierenden an betriebswirtschaftliche Erst- und Weiterbildungsstudiengänge.
Teil II: Zur Notwendigkeit wissenschaftlicher Weiterbildung:
Die Nachfrage nach Weiterbildungsstudiengängen und ihre Determinanten
Dezember 2005, 87 Seiten, ISBN 3-937727-70-1

Heft 9: Tristan Nguyen, Robert D. Molinari
Versicherungsaufsicht in Deutschland –
Zur Notwendigkeit der Versicherungsregulierung
in der Marktwirtschaft
Januar 2009, 74 Seiten, ISBN 978-3-86692-014-9

Heft 10: Robert D. Molinari, Tristan Nguyen
Risikotheoretische Aspekte bei der Solvabilitätsregulierung von Versicherungsunternehmen
Januar 2009, 74 Seiten, ISBN 978-3-86692-015-6

Heft 11: Tristan Nguyen, Robert D. Molinari
Analyse unterschiedlicher Konzeptionen zur
Solvabilitätsregulierung
Februar 2009, 83 Seiten, ISBN 978-3-86692-016-3.

Heft 12: Tristan Nguyen
Rechtliche Analyse der Forderungsabtretung im grenzüberschreitenden Verkehr
Februar 2009, 73 Seiten, ISBN 978-3-86692-017-0

Heft 13: Tristan Nguyen, Philipp Molinari
Jahresabschluss von Versicherungsunternehmen nach internationalen Rechnungslegungsstandards
März 2009, 119 Seiten, ISBN 978-3-86692-018-7

Heft 14: Björn Reitzenstein
Marktrisikoprämie und Inflation
Juni 2009, 94 Seiten, ISBN 978-3-86692-019-4

Heft 15: Andreas Otte, Tristan Nguyen (Hrsg.) / mit Beiträgen von
Sonja Gerber, Stephan Richter und Karina Schuck
Nuklearmedizinische Ansätze in der klinischen Forschung
November 2009, 80 Seiten, ISBN 978-3-86692-114-6

Schriften der WHL Wissenschaftliche Hochschule Lahr

Heft 16: Andreas Otte, Tristan Nguyen (Hrsg.) / mit Beiträgen von Maria Siskou, Diana Lieber, Michael Barsch, Abdo Konur und Oliver Matzke
Risiken und Nebenwirkungen von Arzneimitteln
Dezember 2009, ISBN 978-3-86692-115-3

Heft 17: Andreas Otte
Die Fourier-Transformation und ihre Bedeutung für die biomedizinische Systemtechnik
Januar 2010, ISBN 978-3-86692-116-0

Heft 18: Stephan Schöning, Jan Christian Rutsch
Theoretische Analyse der Krise auf den Verbriefungsmärkten und Ableitung von Maßnahmen zur Revitalisierung des Marktes für True Sale-Transaktionen in Deutschland
März 2010, 978-3-86692-020-0

Heft 19: Christian Arnold
Der Prozess der Risikobewertung durch die Entscheidungsträger während der Anbahnung von Vertriebskooperationen
April 2010, ISBN 978-3-86692-021-7

Heft 20: Tristan Nguyen, Jan Kern
Bilanzierung von Pensionsverpflichtungen nach IFRS und BilMoG
Juni 2010, ISBN 978-3-86692-147-4

Heft 21: Patrick Siegfried
Angewandtes Service Engineering für KMU
Juli 2010, ISBN 978-3-86692-157-7

Heft 22: Thomas Ach
Mit einem Geleitwort von Andreas Otte und Tristan Nguyen
„Off-label“ und Arzneimittelzulassung: eine (un)mögliche Kombination
September 2010, ISBN 978-3-86692-176-4

Heft 23: Paul Ilten
Outsourcing-Entscheidungen – Eine Bewertung aus multitheoretischer Sicht
Oktober 2010, ISBN 978-3-86692-177-1

Schriften der WHL Wissenschaftliche Hochschule Lahr

Heft 24: Frank Kastner
Mit einem Geleitwort von Tristan Nguyen
Verbriefung lebensversicherungstechnischer Risiken
Oktober 2010, ISBN 978-3-86692-179-5

Heft 25: Bianca Badek
Mit einem Geleitwort von Tristan Nguyen
Ursachen der Immobilienkrise in den USA
Oktober 2010, ISBN 978-3-86692-180-1

Heft 26: Jonathan Ben Shlomo
Unterschiede in den Eigentumsquoten von Wohnimmobilien – Erklärungsversuche und Wirkungsanalyse
Januar 2011, ISBN 978-3-86692-178-8

Heft 27: Sönke Dohrn
Vielfalt und Innovation: Strategisches Diversity Management im Kontext von Innovationsfähigkeit
Februar 2011, ISBN 978-386692-181-8

Heft 28: Kristin Vollrath, Stephan Schöning
Reducing complexity in reporting financial instruments under IFRS – Proposed reforms concerning hedge accounting
Mai 2011, ISBN 978-386692-182-5

Heft 29: Reimo Müller, Stephan Schöning
Stresstests in Kreditinstituten für Marktpreis- und Adressrisiken – Möglichkeiten zur Erfüllung aufsichtlicher Anforderungen
Oktober 2011, ISBN 978-3-86692-183-2

Heft 30: Arno Wortmann
Der Entwicklungsstand des Kundencontrolling in der Unternehmenspraxis – Ergebnisse einer empirischen Studie im B2B-Bereich und Herausforderungen für die Zukunft
Oktober 2011, ISBN 978-3-86692-184-9

Heft 31: Monika Nörr
Effectuation - eine Entscheidungslogik für (erfahrene) Entrepreneure?
Oktober 2011, ISBN 978-3-86692-185-6

Schriften der WHL Wissenschaftliche Hochschule Lahr

Heft 32: Andreas Otte (Hrsg.) / mit Beiträgen von
Angela Seitz und David Wünsch
Klinische Prüfung von Medizinprodukten
November 2011, ISBN 978-3-86692-186-3

Heft 33: Jochen Eberhard
Mit einem Geleitwort von Stephan Schöning
Asset Allocation Ansätze zur Bildung von international diversifizierten Portfolios – eine Analyse auf Basis historischer Daten
April 2012, ISBN 9783-386692-188-7

Heft 34: Ralph Hartl
Impulsgeber Staat – Subventionen für Forschung und Entwicklung am Wissensstandort Deutschland am Beispiel der Elektromobilität
Mai 2012, ISBN 978-3-86692-187-0

Heft 35: Jonathan Ben Shlomo
Biomechanische Entwicklungen des Startsprungs im Leistungsschwimmen – Eine empirische Analyse
Juni 2012, ISBN 978-3-86692-189-4

Heft 36: Matthias Holthaus
Veralltäglichung und Degendering von E-Learning – Ergebnisse des Forschungsprojekts „Das aufwändige Geschlecht“
Juli 2012, ISBN 978-3-86692-190-0

Heft 37: Markus Bührer/Markus Pütz/Stephan Schöning
Konzeptualisierung eines betrieblichen Chancen- und Risiko-Reportings als Element eines ganzheitlichen Risikocontrollings in kleinen und mittelständischen Unternehmen der Metall- und Elektroindustrie unter besonderer Berücksichtigung der Bankkommunikation
September 2012, ISBN 978-3-86692-191-7

Heft 38: Stephan Breitenkamp/Stephan Schöning
Unternehmensbewertung von Banken - Eine Analyse der Auswirkungen der neuen aufsichtsrechtlichen Regeln für Banken („Basel III“)
November 2012, ISBN 978-386692-192-4

Heft 39: Marcus Hentschel/Stephan Schöning/Markus Pütz
Kompensation von entgangenen Einspeisevergütungen für Anlagenbetreiber gemäß § 12 EEG „Härtefallregelung“ (infolge leistungsreduzierender netzentlastender Einspeisemanagement-Maßnahmen) Entwicklung von Empfehlungen für energieträgerspezifische Entschädigungssystematiken
November 2012, ISBN 978-386692-193-1

Die Hefte stehen zum Teil auch kostenlos als pdf-Dateien zum Download zur Verfügung unter: http://www.akad.de/WHL-Schriftenreihe.192.0.html.

WHL Wissenschaftliche Hochschule Lahr
ISBN: 978-3-86692-193-1