

Technologieoffenheit und Realisierungsquote im Rechtsvergleich zwischen deutschen EEG-Ausschreibungen und brasilianischen Stromauktionen

Lennart Berthold

λογος

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

©Copyright Logos Verlag Berlin GmbH 2020

Alle Rechte vorbehalten.

ISBN 978-3-8325-5215-2



Logos Verlag Berlin GmbH
Georg-Knorr-Str. 4, Gebäude 10
D-12681 Berlin
Tel.: +49 (0)30 42 85 10 90
Fax: +49 (0)30 42 85 10 92
<https://www.logos-verlag.de>

**Technologieoffenheit und Realisierungsquote im
Rechtsvergleich zwischen deutschen EEG-Ausschreibungen
und brasilianischen Stromauktionen**

von
Lennart Berthold

Inaugural-Dissertation
zur Erlangung des Grades Doktor der Rechte (Dr. jur.)
an der Rechtswissenschaftlichen Fakultät der Albert-Ludwigs-Universität
Freiburg im Breisgau

Dekan: Prof. Dr. Jan von Hein
Erstgutachter: Prof. Dr. Jens-Peter Schneider
Zweitgutachter: Prof. Dr. Torsten Heilshorn
Tag der mündlichen Prüfung: 13. und 14. Juli 2020
Dissertationsort: Freiburg im Breisgau, 2020

“The belief that economic growth can be detached from destruction appears to be based on a simple accounting mistake.”

George Monbiot, 2015

Diese Arbeit ist meinen Eltern gewidmet.

Besonderer Dank gebührt Herrn Prof. Dr. Jens-Peter Schneider für die hervorragende Betreuung und der Deutschen Bundesstiftung Umwelt, insbesondere Herrn Dr. Volker Wachendörfer, für die große Unterstützung.

Inhaltsübersicht

Einführung	1
§ 1 Klimakrise und Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	1
§ 2 Chancen und Schwierigkeiten eines Rechtsvergleichs zwischen EEG- Ausschreibungen und brasilianischen Stromauktionen	4
§ 3 Entwurf des Vorhabens	6
§ 4 Methodik der Experteninterviews	8
1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung	11
§ 5 Einordnung von Auktionen und Ausschreibungen als Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien	11
§ 6 Strommarktregulierung und die Rolle der Stromauktionen	16
§ 7 Überblick über die Auktionsdesigns in Brasilien und Deutschland.....	32
§ 8 Vergleichbarkeit der brasilianischen Stromauktionen und der EEG- Ausschreibungen	44
2. Teil: Technologieoffenheit	49
§ 9 Einleitung	49
§ 10 Design technologieoffener Auktionen und begriffliche Klärungen	52
§ 11 Ziele und Zielkonflikte technologieoffener Auktionen	58
§ 12 Technologieoffenheit im brasilianischen Auktionsmodell	70
§ 13 Vorgaben des Unionsrechts.....	145
§ 14 Technologieoffenheit im EEG 2017	170
§ 15 Übertragbarkeit von Elementen des brasilianischen Auktionsdesigns auf die EEG-Ausschreibungen.....	187
3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land	221
§ 16 Einleitung	221

§ 17 Instrumente und Zielkonflikte bei der Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen.....	224
§ 18 Verspätungen und Projektabbrüche von Windkraftanlagen im brasilianischen Auktionsmodell.....	229
§ 19 Übertragbarkeit der brasilianischen Erfahrungen auf die EEG-Ausschreibungen.....	279
Ergebnisse der Arbeit	302
§ 20 Zusammenfassung der Ergebnisse	302
§ 21 Fazit und Ausblick.....	309
Literaturverzeichnis	xxiii
Annex	xliii
Annex I – Datenblätter zu untersuchten Auktionen.....	xliii
Annex II – Rechenbeispiel zur Anwendung des entworfenen Verteilungsschlüssels	lxxxv
Annex III – Übersicht der durchgeführten Experteninterviews	lxxxviii
Annex IV – Normverzeichnis.....	lxxxix

Inhaltsverzeichnis

Einführung	1
§ 1 Klimakrise und Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	1
§ 2 Chancen und Schwierigkeiten eines Rechtsvergleichs zwischen EEG-Ausschreibungen und brasilianischen Stromauktionen	4
§ 3 Entwurf des Vorhabens	6
§ 4 Methodik der Experteninterviews	8
1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung	11
§ 5 Einordnung von Auktionen und Ausschreibungen als Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien	11
§ 6 Strommarktregulierung und die Rolle der Stromauktionen	16
A. Brasilien	16
I. Historische Entwicklung des brasilianischen Stromsektors	16
II. Stromhandel und die Rolle der Stromauktionen beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten.....	19
III. Stromerzeugung durch zentrale Steuerung der Kraftwerkskapazitäten	21
IV. Spotmarket als Ausgleichsmechanismus.....	23
V. Weitere Tätigkeitsfelder auf dem brasilianischen Strommarkt	25
VI. Förderung der erneuerbaren Energien außerhalb des Auktionsmodells (PROINFA-Programm).....	26
VII. Institutionen und Zuständigkeiten	27
1. Bundesministerium für Bergbau- und Energie (MME).....	27
2. Stromregulierungsbehörde (ANEEL)	27
3. Weitere Akteure	28
B. Deutschland	29

§ 7 Überblick über die Auktionsdesigns in Brasilien und Deutschland	32
A. Effizienter und effektiver Ausbau der Erzeugungskapazitäten	32
I. Auktionsgegenstand	32
1. Brasilien: langfristige Lieferverträge	32
2. Deutschland: Zahlungsberechtigung	34
II. Auktionsarten	34
1. Brasilien	34
2. Deutschland	36
III. Gebots- und Zuschlagsverfahren	37
1. Brasilien	37
a) Gebotsverfahren von 2005 bis 2016	37
b) Gebotsverfahren seit 2017	38
c) Zuschlagskriterium	38
2. Deutschland	39
IV. Gewährleistung des Wettbewerbsniveaus	39
V. Realisierungsquote	40
B. Sekundäre Zielsetzungen und Minimierung von Zielkonflikten	40
I. Technologieoffenheit und Steuerung des Technologiemix	40
II. Förderung der Akteursvielfalt	41
III. Minimierung von Systemintegrationskosten	42
§ 8 Vergleichbarkeit der brasilianischen Stromauktionen und der EEG-	
Ausschreibungen	44
A. Vergleichbarkeit der grundlegenden Funktionsweise der	
Auktionsmodelle	44
B. Vergleichbarkeit der einzelnen Elemente des Auktionsdesigns	46
2. Teil: Technologieoffenheit	49
§ 9 Einleitung	49
§ 10 Design technologieoffener Auktionen und begriffliche Klärungen	52
A. Ausgestaltungsvarianten technologieoffener Auktionen	52

B. Begrifflichkeiten: Technologieoffenheit, Technologieneutralität und technologiespezifische Auktionen.....	53
I. Hermeneutisches Begriffsverständnis.....	53
II. Uneinheitliche Begriffsverwendung in der Literatur.....	54
1. Technologieoffenheit in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur.....	54
2. Technologieoffenheit als Rechtsbegriff.....	55
III. Begriffsverwendung zur funktionalen Rechtsvergleichung zwischen deutschen und brasilianischen Modell.....	56
§ 11 Ziele und Zielkonflikte technologieoffener Auktionen.....	58
A. Statische Kosteneffizienz (kurzfristige Perspektive).....	58
I. Zusammenhang von Technologieoffenheit und statischer Kosteneffizienz.....	58
II. Praktische Auswirkung der technologieoffenen Förderung auf die Auktionspreise.....	60
B. Dynamische Kosteneffizienz (langfristige Perspektive).....	62
C. Systemintegrationskosten und Steuerung des Technologiemicx.....	65
D. Weitere Vor- und Nachteile.....	66
E. Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen in der Literatur.....	67
F. Abgrenzung des Untersuchungsgegenstandes zu anderen Themenfeldern.....	68
§ 12 Technologieoffenheit im brasilianischen Auktionsmodell.....	70
A. Stand der Literatur, Methodik und Datenquellen.....	71
B. Die Grundstruktur der technologieoffenen Auktionen in Brasilien.....	74
I. Technologiegruppen und Verteilungsschlüssel.....	74
II. Anderweitig Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemicx.....	77
1. Präqualifikationsvoraussetzungen.....	77
2. Keine Scoring Auction in Brasilien.....	78
III. Erläuterung des Ablaufs anhand der Auktion Nr. 18.....	79
1. Auktionsdesign.....	80
2. Auktionsergebnis.....	83

C. Analyse und Bewertung des brasilianischen Modells der Technologieoffenheit	84
I. Übersicht: Fünf Phasen der technologieoffenen Auktionierung in Brasilien	85
II. Erste Phase: Technologieoffenes Auktionsdesign für maximalen Ausbau der Erzeugungskapazitäten (2005-2009)	90
III. Zweite Phase: Technologiespezifisches Auktionsdesign zur Förderung der Windkraft und anderer erneuerbarer Energien (2009-2010)	92
1. Kontext und Zielsetzung der 2. Phase	92
2. Steuerung des Technologiemix	93
3. Dynamische Kosteneffizienz	93
a) Auswirkung der Weltwirtschaftskrise und anderer externer Faktoren	94
b) Senkung des Investitionsrisikos durch Anpassung der Musterverträge für Windkraft	95
aa) Reserveenergieauktionen (am Beispiel der Auktion Nr. 13)	96
bb) Weitere Auktionsarten (am Beispiel der Auktion Nr. 18)	97
c) Geschütztes Auktionsumfeld zur Förderung der Windkraft in der 2. Phase	98
aa) Schaffung eines geschützten Auktionsumfeldes	98
(1) Auktion Nr. 13	98
(2) Auktion Nr. 17	99
(3) Auktion Nr. 18	100
d) Zwischenergebnis: Geschütztes Auktionsumfeld mitursächlich für niedrigen Auktionspreise bei Windkraft	101
IV. Dritte Phase: Freie Konkurrenz zwischen den Technologien (2011-2012)	103
1. Kontext und Analyseergebnisse der 3. Phase	103
a) Steuerung des Technologiemix und Optimierung des Konkurrenznieaus	104
b) Statische Kosteneffizienz	106

c) Dynamische Kosteneffizienz.....	107
2. Analyse der einzelnen Auktionen.....	108
a) Auktion Nr. 20.....	108
b) Auktion Nr. 21.....	110
c) Auktionen Nr. 22 und 23.....	111
V. Vierte Phase: Behördliche Steuerung des Technologiemix und Förderung der Solarenergie (2013-2016).....	114
1. Kontext und Analyseergebnisse der 4. Phase.....	114
a) Steuerung des Technologiemix und Optimierung des Konkurrenz niveaus.....	115
b) Statische Kosteneffizienz.....	118
c) Dynamische Kosteneffizienz.....	118
2. Analyse der einzelnen Auktionen.....	118
a) Auktionen Nr. 24, 25 und 31, 32 - 1. Steuerungsansatz bei Auktionen mit langer Laufzeit.....	118
b) Auktionen Nr. 27, 30 und 37 - 2. Steuerungsansatz bei Auktionen mit langer Laufzeit.....	121
c) Auktionen Nr. 26, 28, 34 - Auktionen mit kurzer Laufzeit.....	126
d) Auktionen Nr. 29, 35 und 36 - Geschütztes Umfeld für Solaranlagen.....	127
VI. Fünfte Phase: Behördliche Steuerung des Technologiemix und Optimierung des Konkurrenz niveaus (2017-2018).....	129
1. Kontext und Analyseergebnisse der 5. Phase.....	129
a) Steuerung des Technologiemix und Optimierung des Konkurrenz niveaus.....	130
b) Statische Kosteneffizienz.....	132
c) Dynamische Kosteneffizienz.....	132
d) Verringerung der Anzahl durchgeführter Auktionen.....	133
2. Analyse der einzelnen Auktionen.....	133
a) Auktion Nr. 40 und 42.....	133
b) Auktion Nr. 41 und 43.....	135

D. Zusammenfassung der Erkenntnisse zum brasilianischen Modell der Technologieoffenheit	137
I. Spannungsfeld: Statische Kosteneffizienz vs. dynamische Kosteneffizienz und Steuerung des Technologiemix.....	137
II. Planungssicherheit.....	140
III. Transparenz und Rechtsschutz.....	143
§ 13 Vorgaben des Unionsrechts	145
A. Keine Vorgaben aus dem EU-Beihilferecht.....	145
I. Streit um die Beihilfeneigenschaft der EEG-Förderung.....	145
II. Auswirkungen der EuGH-Entscheidung Rs. C-405/16 P vom 29.03.2019	150
1. Übertragbarkeit der Entscheidung auf das EEG 2017	150
2. Relevanz für die Frage der Technologieoffenheit	151
B. Sekundärrechtliche Vorgaben zur Technologieoffenheit.....	152
I. Grundsatz wettbewerblicher und technologieoffener Ausschreibungen in der EE-RL 2018 [RL (EU) 2018/2001].....	153
II. Rechtfertigung technologiespezifischer Ausschreibungen im EEG 2017.....	155
1. Beihilferechtliche Genehmigungsentscheidung zum EEG 2017 als Maßstab der Ausnahmegründe des Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018.....	155
a) Inhaltliche Kongruenz von UE BLL und EE-RL 2018.....	155
b) Relevanz der Rechtsansicht der Kommission für die Auslegung der EE-RL 2018	156
2. Konkretisierung der Ausnahmegründe des Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018.....	157
3. Entwicklung seit der Genehmigungsentscheidung zum EEG 2017	159
III. Zwischenergebnis: Technologiespezifische EEG-Ausschreibungen (noch) gerechtfertigt, fehlender Wettbewerbscharakters jedoch unionsrechtswidrig	160
IV. Kompetenz zum Erlass der EE-RL 2018 gemäß Art. 194 bzw. 192 AEUV	161

1. Mitgliedstaatliche Souveränitätsvorbehalte bei der Förderung erneuerbarer Energien.....	162
2. Einhaltung der Souveränitätsvorbehalte beim Erlass der EE-RL 2018.....	163
a) Materiell-rechtlicher Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV	164
aa) Zielvorgabe von 32 % erneuerbare Energien gemäß Art. 3 Abs. 1 EE-RL 2018.....	164
bb) Grundsatz der vollständigen Technologieoffenheit des Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018	166
b) Verfahrensrechtlicher Souveränitätsvorbehalt des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV	168
§ 14 Technologieoffenheit im EEG 2017	170
A. Technologiespezifische EEG-Ausschreibungen.....	170
I. Grundsatz der technologiespezifischen Ausschreibung im EEG 2017	170
II. Problemstellung: Fehlender Wettbewerbsdruck bei Windkraft und Biomasse	171
B. Beschränkt technologieoffene EEG-Ausschreibungen.....	176
I. Gemeinsame Ausschreibungen, § 39i EEG 2017	177
1. Auktionsdesign und Zielsetzung der gemeinsamen Ausschreibungen	177
2. Erreichung der Ziele und Problemstellungen	179
a) Kein hinreichend diversifizierter Ausbau.....	179
aa) Verteilernetzkomponente	180
bb) Höchstwertgebiete für Windkraftanlagen an Land.....	182
cc) Netzausbaugebiet für Windkraftanlagen an Land.....	183
b) Erreichung der Ausbauziele und Kosteneffizienz	184
c) Anreize für optimale Netz- und Systemintegration.....	184
II. Innovationsausschreibungen, § 39j EEG 2017	185
C. Zwischenergebnis: Fehlender Wettbewerbsdruck führt zu Reformbedarf.....	186

§ 15 Übertragbarkeit von Elementen des brasilianischen Auktionsdesigns auf die EEG-Ausschreibungen	187
A. Zweckmäßigkeit der Übertragung	188
I. Vereinbarkeit der brasilianischen Grundstruktur mit der Systematik des EEG 2017	189
II. Ausgestaltung von Technologiegruppen im EEG 2017	190
III. Übertragbarkeit einzelner Elemente des Verteilungsschlüssels	190
1. Verteilung nach Angebot und Mindestanteil	191
a) Sicherung des Konkurrenznieaus und Verhinderung eines Leerlaufens der Ausschreibungen	192
b) Wettbewerblicher Verteilungsmodus gemäß Art. 4 RL (EU) 2018/2001	194
2. Sicherheitsmechanismus zur Gewährleistung des Wettbewerbsnieaus	194
3. Umverteilung nach Eingreifen des Sicherheitsmechanismus	197
IV. Geheimhaltung des Verteilungsschlüssels	199
V. Entwurf eines Verteilungsschlüssels für zukünftige EEG-Ausschreibungen	200
B. Rechtmäßigkeit des entworfenen Verteilungsschlüssels	208
I. Europarechtliche Vorgaben	208
1. Vorgaben der RL (EU) 2018/2001	208
a) Technologieoffenheit	208
b) Transparenz und Diskriminierungsfreiheit des Verteilungsschlüssels	209
aa) Keine inhaltliche Diskriminierung	209
bb) Ausreichende Offenheit und Transparenz des Verfahrens	209
(1) Vergaberechtliches Transparenzgebot als Maßstab	210
(2) Subsumtion unter vergaberechtliche Transparenzanforderungen	212
2. Weitere EU-Rechtsnormen	214
a) Allgemeiner Gleichheitssatz, Art. 20 GRC - Ungleichbehandlung von Kraftwerksbetreibern	214

b) Warenverkehrsfreiheit, Art. 34 ff. AEUV	217
II. Vorgaben des nationalen Verfassungsrechts	217
1. Art. 3 Abs. 1 GG – Ungleichbehandlung von Kraftwerksbetreibern	217
2. Weitere Grundrechtseingriffe (Art. 12 Abs. 1, Art. 14, Art. 2 Abs. 1 GG)	218
C. Fazit: Teile des brasilianischen Auktionsdesigns als zweck- und rechtmäßige Ergänzung für das EEG-Ausschreibungsverfahren	219
3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land	221
§ 16 Einleitung	221
§ 17 Instrumente und Zielkonflikte bei der Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen	224
§ 18 Verspätungen und Projektabbrüche von Windkraftanlagen im brasilianischen Auktionsmodell	229
A. Stand der Literatur zu Verspätungen und Projektabbrüchen in Brasilien	229
B. Methodik, Datenquellen und Untersuchungszeitraum	230
C. Auktionsdesign zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen	234
I. Ausgestaltung der Realisierungsfrist	234
II. Präqualifikationsvoraussetzungen	235
1. Projektbezogene Präqualifikationsvoraussetzungen	235
2. Bieterbezogene Präqualifikationsvoraussetzungen	236
III. Kontingentierung im Rahmen einer „Capacity Stage“	237
IV. Sanktionen	238
1. Verlängerung der Realisierungsfrist und Haftung für den Netzanschluss	238
a) Sonderregelung für Verspätungen bei fehlendem Netzanschluss bis 2013	238
b) Sonstige Verlängerung der Realisierungsfrist	239
2. Rechtsfolgen auf vertraglicher Ebene	241
a) Ersatzpflicht und Vertragsstrafen bei LEN- und LFA-Auktionen	242

b) Vertragsstrafen bei LER-Auktionen	245
3. Sanktionen auf verwaltungsrechtlicher Ebene	245
a) Bußgeld	245
b) Einbehaltung der Sicherheitsleistung	246
c) Aufhebung des Zuschlags	248
d) Ausschluss von weiteren Vergabeverfahren	248
D. Verspätungen.....	249
I. Umfang der Verspätungen	249
II. Ursachen für Verspätungen	250
1. Zusammenfassung der Ursachen	250
2. Untersuchung der einzelnen Ursachen.....	253
a) Netzanschluss	253
aa) Methodik der Auswertung der Verwaltungsverfahren zur Verlängerung der Realisierungsfrist (Auktion Nr. 13 bis 24).....	254
bb) Methodik zur Auswertung der Fertigstellung der genehmigten Netzanschlusspunkte (Auktionen Nr. 26 bis 31).....	257
b) Lieferengpässe und local-content Anforderungen	258
c) Finanzierung	259
d) Erteilung der energierechtlichen Genehmigung	259
e) Erteilung der umweltrechtlichen Genehmigung	260
f) Logistik und Infrastruktur und Verfügungsbefugnis über Grundstück	261
g) Unerfahrenheit der Projektentwickler und schlechtes Projektmanagement.....	261
h) Länge der Frist	262
III. Bewertung	264
1. Verringerung der Verspätungen aufgrund des Netzanschlusses durch Änderungen im Auktionsdesign	264
2. Möglichkeiten für Präqualifikationsvoraussetzungen in Brasilien weitgehend ausgeschöpft	270
3. Vollzugsdefizit bei Sanktionen für Verspätungen	271

E. Projektabbrüche	273
I. Umfang der Projektabbrüche	273
II. Ursachen für Projektabbrüche.....	274
III. Bewertung des Auktionsdesigns	276
§ 19 Übertragbarkeit der brasilianischen Erfahrungen auf die EEG-	
Ausschreibungen	279
A. Kontextualisierung der Ursachen für Verspätungen und Projektabbrüche	280
B. Ausgestaltung der Realisierungsfrist.....	281
C. Präqualifikationsvoraussetzungen und Kontingentierung	282
D. Sanktionen	285
I. Sanktionen für Verspätungen und Projektabbrüche im EEG 2017.....	286
II. Übertragbare Erkenntnisse zur Verhinderung von Verspätungen	290
1. Generelle Verhinderung von Verspätungen	290
2. Verhinderung von Verspätungen aufgrund des fehlenden Netzanschlusses.....	292
III. Übertragbare Erkenntnisse zur Verhinderung von Projektabbrüchen	295
Ergebnisse der Arbeit.....	302
§ 20 Zusammenfassung der Ergebnisse	302
1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung.....	302
2. Teil: Technologieoffenheit	303
I. Begriffsverwendung, Ziele und Zielkonflikte technologieoffener Auktionen	303
II. Analyse der brasilianischen Stromauktionen.....	304
III. Analyse der EEG-Ausschreibungen.....	305
IV. Übertragbarkeit der gewonnenen Erkenntnisse	306
3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land.....	306
§ 21 Fazit und Ausblick	309
Literaturverzeichnis	xxiii

Annex	xliii
Annex I – Datenblätter zu untersuchten Auktionen	xliii
1. Auktion Nr. 13	xliii
2. Auktion Nr. 17	xliv
3. Auktion Nr. 18	xlvi
4. Auktion Nr. 20	xlvii
5. Auktion Nr. 21	xlviii
6. Auktion Nr. 22	xlix
7. Auktion Nr. 23	li
8. Auktion Nr. 25	lii
9. Auktion Nr. 26	liv
10. Auktion Nr. 27	lv
11. Auktion Nr. 28	lvii
12. Auktion Nr. 29	lix
13. Auktion Nr. 30	lxi
14. Auktion Nr. 31	lxiii
15. Auktion Nr. 32	lxv
16. Auktion Nr. 34	lxvii
17. Auktion Nr. 35	lxix
18. Auktion Nr. 36	lxx
19. Auktion Nr. 37	lxxi
20. Auktion Nr. 40	lxxiv
21. Auktion Nr. 41	lxxvii
22. Auktion Nr. 42	lxxxii
23. Auktion Nr. 43	lxxxii
Annex II – Rechenbeispiel zur Anwendung des entworfenen Verteilungsschlüssels	lxxxv
Annex III – Übersicht der durchgeführten Experteninterviews	lxxxviii
Annex IV – Normverzeichnis	lxxxix

Abkürzungsverzeichnis

BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BRL Real	Brasilianischer Real
LEN-Auktion	Auktionen zur Deckung des allgemeinen Strombedarfs
LER-Auktion	Reserveenergieauktionen
LFA-Auktion	Auktionen zur Förderung alternativer Energieträger
OTC-Markt	Over-the-Counter-Markt
USD	US-Dollar

Alle weiteren Abkürzungen können dem Abkürzungsverzeichnis der Rechtssprache von *Kirchner/Pannier*¹ entnommen werden.

Abbildungen

Abbildung 1 - Segmente des brasilianischen Strommarktes	20
Abbildung 2 –Kostenwälzungsmechanismus nach EEG 2017	148
Abbildung 3 - Übersicht der Instrumente zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen.....	226

Diagramme

Diagramm 1 – Brasiliens Strommix im Jahr 2017.	22
Diagramm 2 – Technologiemix der Auktion Nr. 18.....	83
Diagramm 3 – Anteil an versteigerter Leistung in der 1. Phase.	91
Diagramm 4 – Anteil der Technologien an der versteigerten Leistung in der 2. -Phase.. ..	93
Diagramm 5 – Anteil der Technologien an der versteigerten Leistung in der 3. Phase.....	106
Diagramm 6 – Technologiemix der Auktion Nr. 20.....	110

¹ *Kirchner/Pannier*, Abkürzungsverzeichnis der Rechtssprache.

Diagramm 7 – Technologiemix der Auktion Nr. 22.....	113
Diagramm 8 – Technologiemix der Auktion Nr. 23.....	114
Diagramm 9 – Anteil der Technologien an der versteigerten Leistung in der 4. Phase.....	117
Diagramm 10 – Technologiemix der Auktion Nr. 24 und 25.....	120
Diagramm 11 – Technologiemix der Auktion Nr. 31 und 32.....	121
Diagramm 12 – Technologiemix der Auktion Nr. 27.....	124
Diagramm 13 – Technologiemix der Auktion Nr. 30.....	124
Diagramm 14 – Technologiemix der Auktion Nr. 37.....	126
Diagramm 15 – Anteil der Technologien an der versteigerten Leistung in der 5. Phase.....	132
Diagramm 16 – Technologiemix der Auktion Nr. 40.....	134
Diagramm 17 – Technologiemix der Auktion Nr. 42.....	135
Diagramm 18 – Technologiemix der Auktion Nr. 41.....	136
Diagramm 19 – Technologiemix der Auktion Nr. 43.....	136
Diagramm 20 – Teilnahme an EEG-Ausschreibungen	172
Diagramm 21 – Vergleich der zulässigen Höchstwerte und der durchschnittlichen Zuschlagswerte bei Windkraft an Land.....	174
Diagramm 22 – Durchschnittliche Zuschlagswerte bei EEG-Ausschreibung	180
Diagramm 23 – Fristverlängerung bei verspäteten Projekten	255
Diagramm 24 – Verlängerung der Realisierungsfrist pro Auktion	257
Diagramm 25 – Länge der Realisierungsfrist.....	264
Diagramm 26 – Realisierungsrate pro Auktion.....	269

Tabellen

Tabelle 1 – Formeln zu Bestimmung der "Quantidade Demandada" der Auktion LFA 08/2010.....	82
Tabelle 2 – Übersicht Technologieoffenheit der bisher durchg eführten Auktionen.....	88
Tabelle 3 – Vergleich zwischen originalem Auktionsdesign und Auktionsdesign mit dem Verteilungsschlüssel der Formel 3	206
Tabelle 4 – Übersicht Realisierungsfristen der Auktionen mit Windbeteiligung.....	231
Tabelle 5 – Relevanz der Verspätungsgründe	252
Tabelle 6 – Umfang der Projektverspätungen mit und ohne Verlängerung der Realisierungsfrist	254

Tabelle 7 – Übersicht Änderungen des Auktionsdesigns zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen bei Auktionen mit Beteiligung von Windkraftanlagen	267
Tabelle 8 – Präqualifikationsvoraussetzungen und Kontingentierung für Windkraft an Land im brasilianischen und deutschen Auktionsdesign	285
Tabelle 9 – Sanktionen bei Verspätungen und Projektabbrüchen bei Windkraft an Land im brasilianischen und deutschen Auktionsdesign	298

Einführung

§ 1 Klimakrise und Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Die ungebremst voranschreitende Klimakrise ist die derzeit größte Bedrohung für den Erhalt unserer Lebensgrundlage. Soll ein unter ökologischen und sozialen Gesichtspunkten würdiges Leben in allen Regionen unserer Erde in Zukunft möglich sein, darf die Erderwärmung den Vergleichswert von 1,5 °C über dem vorindustriellen Niveau² nicht überschreiten.³ Ausgelöst und beschleunigt wird der anthropogene Klimawandel vornehmlich von Treibhausgasemissionen durch die Verbrennung fossiler Energieträger. Eine besondere Verantwortung tragen früh industrialisierte Staaten wie Deutschland, da sie im Laufe ihres Industrialisierungsprozesses den Großteil der für den Klimawandel ursächlichen Treibhausgase ausgestoßen haben.⁴

Ein erheblicher Teil der aktuell in Deutschland emittierten Treibhausgase geht auf die Verbrennung fossiler Brennstoffe in Kraftwerken zur öffentlichen Versorgung mit Strom und Wärme zurück.⁵ Daher ist die unverzügliche Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energieträger ein wichtiger Schritt, um die Folgen der Klimakrise abzumildern. Um diese Umstellung zu erreichen, werden im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) Fördermittel für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien vergeben. Die EEG-Förderung leistet im Vergleich zu allen anderen bereits durchgeführten klima- und energiepolitischen Maßnahmen mit weitem Abstand den größten Beitrag zur Senkung der deutschen Treibhausgasemissionen.⁶ Diese Arbeit soll einen Beitrag dazu leisten, die EEG-Förderung möglichst effektiv und effizient auszugestalten. Dabei darf die Diskussion um die Ausgestaltung des EEG jedoch nicht den Blick dafür verstellen, dass für die Erreichung des 1,5°C-Ziels noch wesentlich größere Schritte als bisher

² Siehe zur Berechnung des Vergleichswerts IPCC, IPCC Special Report on Global warming of 1.5°C, 2018, A1 ff.

³ Siehe zu den Folgen, wenn die Erwärmung über 1,5°C hinaus geht: IPCC, IPCC Special Report on Global warming of 1.5°C, 2018, B1 ff. Zudem droht das Erreichen von Kippunkten im Klimasystem, die irreversible sind und im Ausmaß unabsehbare Folgen hätten, siehe dazu Umweltbundesamt, Kipp-Punkte im Klimasystem, 2008.

⁴ Die historischen Emissionen lassen sich unter in folgender Grafik nachverfolgen: The Global Carbon Project, Global Carbon Atlas, <http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions>, (letzter Abruf: 30.08.2019). Siehe zur Diskussion um die Methodik der Feststellung der historischen Verantwortung bei Skeie, et al., Environ. Res. Lett. 12 (2017), 24022.

⁵ BMU, Klimaschutz in Zahlen, 2018, S. 29.

⁶ Bundesregierung, Projektionsbericht, 2019, S. 25.

innerhalb kürzester Zeit unternommen werden müssten.⁷ Deutschland jedenfalls verfehlt seine für 2020 und 2030 selbst gesetzten Klimaschutzziele mit hoher Wahrscheinlichkeit.⁸ Der daraus erwachsende politische Handlungsbedarf ist jedoch nicht Gegenstand dieser Arbeit. Sie untersucht, wie die EEG-Förderung im Rahmen der gegebenen Gesetzssystematik optimiert werden kann.

Eine der zentralen Herausforderungen bei der Förderung erneuerbarer Energien ist die Bestimmung der Förderhöhe. Liegt sie zu niedrig, besteht kein Anreiz Erneuerbare-Energien-Anlagen zu errichten und die Ausbauziele werden verfehlt. Liegt sie zu hoch, führt dies zu einer unangemessen hohen finanziellen Belastung der Endverbraucher⁹. Unter anderem aufgrund dieser Herausforderung wurde die EEG-Förderung im Jahr 2017 von einer gesetzlich vorgegebenen Einspeisevergütung auf ein Ausschreibungsmodell umgestellt.¹⁰

Bei Ausschreibungs- bzw. Auktionsmodellen¹¹ wird die Förderung einer bestimmten Menge erneuerbarer Energie staatlich ausgeschrieben. Die Stromerzeuger konkurrieren miteinander um die Fördermittel durch die Abgabe von Geboten. Dadurch wird sowohl die Auswahl der Förderberechtigten als auch die Höhe der Förderung durch einen Marktmechanismus bestimmt. Aus staatlicher Perspektive bietet die Einführung eines Auktionsmodells zwei theoretische Vorteile gegenüber der zuvor eingesetzten Einspeisevergütung¹²: Erstens soll sich die Höhe der Förderung automatisch an den aktuellen Marktverhältnissen orientieren. Dadurch würde eine Über- oder Unterförderung vermieden. Zweitens soll der Gesetzgeber den Ausbau der Kraftwerkskapazitäten durch die Festlegung der ausgeschriebenen Energie exakt steuern können.¹³

Die theoretischen Vorteile der Ausschreibungen kommen in der Praxis jedoch nur zum Tragen, wenn bestimmte Funktionsbedingungen gegeben sind. Der Marktmechanismus zur Bestimmung der Förderhöhe funktioniert nur, wenn ein ausreichendes Wettbewerbsniveau erreicht wird. Zudem scheitert die exakte Steuerung des Kapazitätsausbaus, wenn die bezuschlagten Projekte nicht umgesetzt werden. Der Auktionator muss das Vorliegen dieser Funktionsbedingungen gewähr-

⁷ Siehe IPCC, IPCC Special Report on Global warming of 1.5°C, 2018, C2 ff.

⁸ Bundesregierung, Projektionsbericht, 2019, S. 24.

⁹ Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird im Text verallgemeinernd das generische Maskulinum verwendet. Diese Formulierungen umfassen Personen jeden Geschlechts gleichermaßen.

¹⁰ Siehe zum unionsrechtlichen Hintergrund der Systemumstellung unter § 13A auf S. 146.

¹¹ Siehe zu den Begriffen Auktion, Versteigerung und Ausschreibung unter § 5 auf S. 14.

¹² Siehe hierzu unter § 5 auf S.5.

¹³ Siehe zu den Vor- und Nachteilen des Quotenmodells, bei dem eine staatliche Festlegung der auszubauenden Kraftwerkskapazitäten entfällt, unter § 5 auf S. 12.

leisten.¹⁴ Darüber hinaus treten bei der Ausgestaltung der Auktionen verschiedene Zielkonflikte zwischen den beiden primären Zielsetzungen und weiteren energiepolitischen Zielsetzungen auf. Zu diesen weiteren Zielsetzungen zählen die Steuerung des Technologiemic, die Minimierung von Systemintegrationskosten und die Beibehaltung der Akteursvielfalt.

Die Einführung eines solchen Ausschreibungsmodells stellt den Gesetzgeber mit hin vor eine Vielzahl an Herausforderungen. Der deutsche Gesetzgeber steht insbesondere vor der drängenden Aufgabe, ein ausreichendes Wettbewerbsniveau bei den Ausschreibungen für Windkraft an Land und für Biomasseanlagen zu gewährleisten. Zudem muss er perspektivisch Lösungen finden, um dem unionsrechtlichen Grundsatz der technologieoffenen Ausschreibungen zu entsprechen.

¹⁴ Siehe zu den Funktionsbedingungen unter § 5 auf S. 13.

§ 2 Chancen und Schwierigkeiten eines Rechtsvergleichs zwischen EEG-Ausschreibungen und brasilianischen Stromauktionen

Brasilien besitzt im Vergleich zu Deutschland fünfzehn Jahre Erfahrungsvorsprung mit Auktionen zum Ausbau von Kraftwerkskapazitäten. Bereits im Jahr 2005 wurde dort ein Auktionsmodell eingeführt. Dieses dient bis heute zur Steuerung der Kraftwerkskapazitäten. An den Auktionen nehmen sowohl konventionelle Kraftwerke als auch Erneuerbare-Energien-Anlagen teil. Der Rechtsvergleich zwischen den beiden Auktionsmodellen bietet die Chance, den brasilianischen Erfahrungsschatz für die deutschen EEG-Ausschreibungen nutzbar zu machen.

Aufgrund der erheblichen Unterschiede der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung überschneiden sich die Funktionen der Auktionsmodelle nur teilweise.¹⁵ Deshalb soll kein umfassender Konzeptvergleich zwischen dem deutschen und dem brasilianischen Modell zur Förderung der erneuerbaren Energien angestellt werden. Im Fokus der Arbeit stehen vielmehr die Untersuchung einzelner tragender Aspekte des brasilianischen Modells und die Übertragbarkeit der gemachten Erfahrungen auf die EEG-Ausschreibungen.

Die Analyse der brasilianischen und deutschen Regelungen zeigt, dass bei der Ausgestaltung von Auktionsmodellen die Lösung konkreter Probleme auf sachlicher Ebene – wie beispielsweise die Realisierungsrate bezuschlagter Projekte – im Vordergrund steht. Die Zielsetzung besteht in erster Linie darin, praktische Anreize zu setzen, um die Teilnehmer zu bestimmten Verhaltensweisen zu bewegen.¹⁶ Dogmatische Fragestellungen zur korrekten Subsumtion schwieriger Fallgestaltungen unter die untersuchten Regelungen sind die Ausnahme. Daher sind Ausgangspunkt und Zielsetzung des vorliegenden Vergleichs die Suche nach der besten Lösung für konkrete, in erster Linie sachlich beschriebene Problemstellungen.¹⁷ Es handelt sich folglich um einen konkreten Problemvergleich.¹⁸

Den methodischen Ausgangspunkt für diesen Rechtsvergleich bildet die funktionale Methode nach *Zweigert/Kötz*¹⁹ unter besonderer Beachtung des rechtlichen und tatsächlichen Kontextes der beiden Rechtsordnungen.²⁰ Es wird also ein hinter den Normen stehender Lebenssachverhalt ermittelt, der zu vergleichbaren

¹⁵ Siehe hierzu im Einzelnen unter § 8 auf S. 44 ff.

¹⁶ Siehe hierzu die Übersicht des brasilianischen und deutschen Auktionsdesigns unter § 7 auf S. 32.

¹⁷ *Kischel*, Rechtsvergleichung, S. 175.

¹⁸ *Kischel*, Rechtsvergleichung, S. 175.

¹⁹ *Zweigert/Kötz*, Einführung in die Rechtsvergleichung, S. 33 ff.

²⁰ *Kischel*, Rechtsvergleichung, S. 187. Siehe zur Kritik an der funktionalen Methode zusammenfassend bei *Kischel*, Rechtsvergleichung, S. 95 ff.

§ 2 Chancen und Schwierigkeiten eines Rechtsvergleichs zwischen EEG-Ausschreibungen und brasilianischen Stromauktionen

Konflikten oder Problemen führt.²¹ Den Vergleichsgegenstand bilden die Normen und Normkomplexe, die vor diesem Hintergrund eine vergleichbare Funktion erfüllen.²² Diese Herangehensweise ist insbesondere für den konkreten Problemvergleich geeignet, weil auf ein weitgehend sachlich beschriebenes Problem abgestellt wird, das einer konkreten rechtlichen Lösung bedarf.²³

Eine Schwierigkeit dieses Vorhabens besteht darin, dass die beiden Auktionsmodelle in konzeptionell unterschiedliche Strommarktregulierungen eingebettet sind. In Brasilien werden langfristige Stromlieferverträge für konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare-Energien-Anlagen versteigert. Die staatliche organisierte Auktionierung der Stromlieferverträge ersetzt in Brasilien in weiten Teilen den Stromhandel auf einem freien Markt. An den EEG-Ausschreibungen hingegen nehmen ausschließlich Erneuerbare-Energien-Anlagen teil. Zudem veräußern die bezuschlagten Bieter ihren Strom weiterhin am freien Markt und erhalten lediglich als zusätzliches Entgelt den im Rahmen der Ausschreibungen ermittelten Fördersatz.

Daher widmet sich der erste Teil dieser Arbeit der Frage, ob ein erkenntnisbringender Rechtsvergleich einzelner Elemente der Auktionsdesigns trotz dieser konzeptionellen Unterschiede möglich ist. Beide Modelle erfüllen die grundsätzliche Funktion, einen möglichst günstigen Ausbau der Kraftwerkskapazitäten zu erreichen. Auch hinsichtlich der weiteren Zielsetzungen werden von den einzelnen Elementen des Auktionsdesigns rechtliche Antworten auf vergleichbare tatsächliche Problemstellungen gegeben. Insbesondere das Verhältnis zwischen Gesetzgeber und den in erster Linie wirtschaftliche Interessen verfolgenden Normadressaten macht die eingesetzten Anreizmechanismen vergleichbar. Im Ergebnis erfüllen einige der zentralen Elemente der beiden Auktionsmodelle gleichartige Funktionen unter vergleichbaren Bedingungen.²⁴

²¹ *Kischel*, Rechtsvergleichung, S. 180.

²² *Zweigert/Kötz*, Einführung in die Rechtsvergleichung, S. 33.

²³ *Kischel*, Rechtsvergleichung, S. 183.

²⁴ Siehe hierzu unter § 8A auf S. 44.

§ 3 Entwurf des Vorhabens

Die im ersten Teil der Arbeit enthaltene Gegenüberstellung der einzelnen Elemente des Auktionsdesigns zeigt, dass die Technologieoffenheit und die Gewährleistung der Realisierungsquote die beiden Fragenkomplexe mit herausstechender Relevanz in Deutschland und Brasilien sind.²⁵ Dementsprechend liegt darauf der Fokus dieser Arbeit.

Der zweite Teil dieser Arbeit behandelt den Themenkomplex der Technologieoffenheit. Bei technologieoffenen Auktionen²⁶ werden mehrere Technologien zur Auktion zugelassen und die günstigsten Projekte setzen sich durch. Der Markt bestimmt in diesem Fall also nicht nur die Höhe der Förderung, sondern auch die Zusammensetzung des Technologiemic. Bei technologiespezifischen Auktionen hingegen wird der Technologiemic durch die Zuweisung eines bestimmten Ausschreibungsvolumens zu jeder Technologie gesteuert. Dementsprechend entsteht kein technologieübergreifender Wettbewerbsdruck. Es besteht also ein Zielkonflikt zwischen möglichst niedrigen Auktionspreisen und dem energiepolitischen Interesse an einer staatlichen Steuerung des Technologiemic.

Im Fall der EEG-Ausschreibungen steht aber nicht nur das Verhältnis von Staat und Markt in Frage, sondern auch die Kompetenzverteilung zwischen der EU und ihren Mitgliedstaaten. Die dritte Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL 2018) sieht ein wettbewerbliches und im Grundsatz technologieoffenes Ausschreibungsverfahren für die Förderung erneuerbarer Energien vor. Bereits heute entsprechen die EEG-Ausschreibungen für Windkraft an Land und für Biomasse nicht den Anforderungen eines wettbewerblichen Verfahrens.²⁷ Hinsichtlich der Technologieoffenheit ist zumindest zukünftig Reformbedarf absehbar. Da Brasilien seit 2005 verschiedenste Modelle der Technologieoffenheit zum Teil sehr erfolgreich eingesetzt hat, soll im zweiten Teil der Arbeit untersucht werden, welche der gemachten Erfahrungen zu konkreten Änderungsvorschlägen am EEG-Ausschreibungsdesign herangezogen werden können.

Der dritte Teil dieser Arbeit widmet sich der Minimierung von Verspätungen und Projektabbrüchen. Eine hohe Realisierungsquote ist keine Selbstverständlichkeit bei Auktionsmodellen. Denn diese sehen anders als Einspeisevergütungen oder Quotenmodelle eine eingrenzende Auswahl der geförderten Projekte bereits in deren Planungsphase vor. Bis zur Inbetriebnahme der Projekte können sich ver-

²⁵ Die Thematiken der Systemintegrationskosten und der Akteursvielfalt spielen im brasilianischen Auktionsdesign keine relevante Rolle. Siehe dazu § 8B auf S. 46 f.

²⁶ Siehe zu den Begriffen im Einzelnen unter § 10B auf S. 53 ff.

²⁷ Siehe hierzu unter § 13B.III auf S. 162.

schiedene Risiken realisieren, die zu Projektabbrüchen oder Verspätungen führen. Zudem besteht die Gefahr, dass Bieter taktische Gebote abgegeben, ohne die Projekte tatsächlich umsetzen zu wollen. Dies kann geschehen, wenn auf bestimmte Marktentwicklungen spekuliert wird oder wenn der Konkurrenz mit niedrigen Geboten absichtlich geschadet werden soll.

Die Anreizstrukturen zur Verhinderung solcher Effekte weisen in Brasilien und Deutschland eine ähnliche Systematik auf. Das deutsche Ausschreibungsmodell ist jedoch noch so jung, dass bisher keine praktischen Erkenntnisse hinsichtlich der Realisierungsquote vorliegen. Um von den brasilianischen Erfahrungen lernen zu können, ist besonders auf die Unterschiede des tatsächlichen und rechtlichen Kontextes zu achten. Bei der Errichtung der Anlagen stoßen die Projektentwickler in Deutschland und Brasilien auf unterschiedliche Problemstellungen. Die Instrumente zur Minimierung von Verspätungen und Projektabbrüchen müssen darauf eingehen. Zudem ist zu beachten, dass in Brasilien hinsichtlich einiger Instrumente ein Vollzugsdefizit besteht. Um auf diese kontextuellen Unterschiede hinreichend eingehen zu können, wird der Untersuchungsgegenstand für den dritten Teil auf Windkraftanlagen an Land begrenzt.

§ 4 Methodik der Experteninterviews

Im Rahmen dieser Arbeit wurden 23 leitfadengestützte Experteninterviews zu den Fragestellungen der Technologieoffenheit sowie der Realisierungsquote in Brasilien durchgeführt.²⁸ In der Literatur zum brasilianischen Auktionssystem wurden diese beiden Fragestellungen bisher nicht umfänglich untersucht.²⁹ Das machte die Durchführung der Interviews erforderlich. Sie sind neben der vorhandenen Literatur sowie der Auswertung offizieller Datenquellen zu den Auktionsergebnissen und zu Verspätungen und Projektabbrüchen die dritte Erkenntnisquelle zur Untersuchung der brasilianischen Auktionen.

Mit den Interviews wurden verschiedene Zwecke verfolgt. Sie dienen zum einen dazu, die äußeren Umstände zu ermitteln, die mitursächlich für die Auktionsergebnisse sind. Nur so lässt sich die Funktionsweise des Auktionsdesigns bewerten. Zum anderen ermöglichen die Interviews die kontextuelle Einordnung der brasilianischen Regelungen und Auktionsergebnisse, um die Frage der Übertragbarkeit auf die deutsche Rechtsordnung beantworten zu können.

Hinsichtlich der Technologieoffenheit wurde beispielsweise untersucht, ob das erfolgreiche Abschneiden der Windkraftanlagen seit 2009 in erster Linie auf die Schaffung eines geschützten Auktionsumfeldes oder auf die äußeren wirtschaftlichen Bedingungen zurückzuführen ist.³⁰ Hinsichtlich der Frage von Verspätungen und Projektabbrüchen wurde unter anderem ermittelt, welche tatsächlichen Umstände in der Vergangenheit zu diesen geführt hatten, wie die Marktteilnehmer die abschreckende Wirkung der einzelnen Sanktionsmechanismen einschätzen und wie sich diesbezüglich die Verwaltungspraxis gestaltet.³¹

Bei den neun Interviews mit inhaltlichem Schwerpunkt zur Technologieoffenheit haben Mitarbeiter aller vier an den Auktionen beteiligten Behörden teilgenom-

²⁸ Siehe zu dem Begriff des leitfadengestützten Experteninterviews in diesem Abschnitt unten auf S. 9. In Annex III findet sich eine Übersicht der durchgeführten Interviews.

²⁹ Siehe zum Stand der Literatur hinsichtlich der Technologieoffenheit unter § 12A auf S. 71 ff. und hinsichtlich der Realisierungsquote unter § 18A auf S. 230 ff.

³⁰ Der Fragebogen sah zum Anfang offene Fragen zu Zielsetzungen, Funktionsweise und Vor- und Nachteilen der verschiedenen Instrumente im Auktionsdesign der technologieoffenen Auktionen vor. Anschließend wurden spezifische Fragestellungen zu den Ursachen für das Abschneiden der verschiedenen Technologien gestellt und um Einschätzungen hinsichtlich gegenteiliger Aussagen anderer Experten gebeten.

³¹ Zu Beginn der Interviews wurden die Experten mit offenen Fragen zu ihrer Perspektive betreffend die Ursachen für Verspätungen und Projektabbrüchen befragt. Anschließend wurden spezifische Fragen zu Ursachen gestellt, die von den Experten in der einleitenden Phase des Interviews nicht genannt wurden. Zuletzt wurden die Interviewpartner gebeten, ihre Einschätzung zum Zusammenhang zwischen Verspätungen und Projektabbrüchen und den einzelnen Instrumenten des Auktionsdesigns zu erläutern und Ausführungen zur Verwaltungspraxis hinsichtlich der Sanktionsmechanismen zu machen.

men.³² Zudem wurden Mitarbeiter von Beratungsagenturen, Energievermarktungsunternehmen sowie Projektentwicklern befragt, um auch auf privatwirtschaftlicher Seite eine möglichst große Bandbreite an Erfahrungswerten abzudecken.

Die schwerpunktmäßig zur Realisierungsquote durchgeführte Interviewreihe umfasst 14 Interviews.³³ Dabei wurde Wert darauf gelegt, einen möglichst umfassenden Einblick in die tatsächlichen Hintergründe für Verspätungen und Projektabbrüche zu erhalten und zu erfahren, welche der Sanktionsmechanismen zu tatsächlichen Verhaltensänderungen bei den Projektentwicklern führen. Daher wurden insgesamt 11 Interviews mit verschiedenen privatwirtschaftlichen Marktteilnehmern (Projektentwickler, Windturbinenhersteller sowie Beratungsagenturen)³⁴ durchgeführt. Die befragten Projektentwickler sowie Windturbinenhersteller decken einen Marktanteil von 58 % der bezuschlagten Leistung für Windkraft der ersten zehn Auktionen ab.³⁵ Zudem wurden Interviews mit drei Mitarbeitern verschiedener an der Durchführung der Ausschreibungen beteiligten Behörden durchgeführt.

Aussagen, die sich auf Experteninterviews stützen, sind grundsätzlich sowohl von einem privatwirtschaftlichen Akteur als auch von behördlicher Seite bestätigt worden. Abweichungen von dieser Regel sind im Text kenntlich gemacht. So werden konkrete Beispiele zur Veranschaulichung einzelner Aspekte teilweise nur auf eine Quelle gestützt. Zudem wird hinsichtlich der Zielsetzung von Normen zum Teil auf Aussagen von privatwirtschaftlichen Akteuren verzichtet.

Die Interviews wurden als leitfadenstrukturierte Experteninterviews durchgeführt.³⁶ Das bedeutet, dass den Interviews ein Leitfaden zu Grunde liegt, der in den jeweiligen Gesprächssituationen bestimmte Themenfelder in den Fokus rückt. Den Interviewpartnern wird jedoch gleichsam ausreichend Raum gegeben, um eigene Schwerpunkte zu setzen, subjektive Relevanzvorstellungen zu äußern oder neue,

³² Siehe zur Zuständigkeitsverteilung unter den verschiedenen Behörden in Brasilien unter § 6A.VII auf S. 27 ff.

³³ Die Interviewreihe zur Realisierungsquote wurde im Rahmen eines gemeinsamen Forschungsprojekts mit Benjamin Bayer vom IASS Potsdam sowie Bruno Moreno Rodrigo de Freitas von der FGV – Rio de Janeiro durchgeführt. Sie sind Grundlage für den gemeinsam veröffentlichten Artikel zu Verspätungen und Projektabbrüchen im brasilianischen Auktionsmodell, siehe: *Bayer/Berthold, et al., Energy Policy* 122 (2018), 97.

³⁴ Zudem wurde der Interessenverband der brasilianischen Windkraftindustrie interviewt. Dieses Interview wurde ebenfalls als Interview mit einem Projektentwickler eingestuft, da der Verband eben diese repräsentiert.

³⁵ Zum Zeitpunkt der Interviewreihe war für diese zehn Auktionen die Realisierungsfrist abgelaufen.

³⁶ Leitfadeninterviews werden unter anderem auch als semistrukturierte Interviews bezeichnet, siehe zu den Begrifflichkeiten: *Rapley*, in: Seale/Gobo/Gubrium (Hrsg.), *Qualitative research practice*, S. 15.

vorher nicht bekannte Themenfelder zu eröffnen. Die aufgeworfenen Fragestellungen und getroffenen Aussagen wurden mit den Experten kontrovers diskutiert.³⁷ Anders als bei konventionellen qualitativen Interviews ist nicht die Gesamtperson des Befragten Gegenstand der Analyse, sondern es geht um den Kontext, in dem sie in organisatorischer und institutioneller Hinsicht zu den Fragestellungen steht.³⁸ Diese Art der Interviews ist besonders geeignet, um von Experten Informationen zu spezifischen Themenfeldern aus dem Bereich ihres Arbeitsfeldes zu erlangen, die bis dahin in der wissenschaftlichen Literatur nicht verfügbar waren.³⁹ Die befragten Experten haben sich dazu entschieden, anonym an den Interviews teilzunehmen. Daher werden weder ihre Namen noch ihre Arbeitgeber veröffentlicht. Für die Zuordnung der Aussagen zu den einzelnen Interviews werden die Buchstaben „a“ bis „w“ genutzt. In Annex III findet sich eine Übersicht, die Aufschluss über die Art des Arbeitgebers sowie die Stellung des Befragten innerhalb des Unternehmens bzw. der Behörde gibt.

³⁷ Siehe zu diesem Vorgehen bei: *Trinczek*, in: Bogner/Littig/Menz (Hrsg.), *Interviewing Experts*, S. 210.

³⁸ *Meuser/Nagel*, in: Bogner/Littig/Menz (Hrsg.), *Das Experteninterview*, S. 72 f.

³⁹ Dabei wurden die Experten sowohl zu ihrem technischen und prozessualen Wissen befragt als auch zu ihren Deutungen bezüglich der Wirkweise verschiedener rechtlicher Instrumente. Siehe hierzu: *Bogner et al.*, *Interviews mit Experten*, S. 17 ff.

Trinczek, in: Bogner/Littig/Menz (Hrsg.), *Interviewing Experts*, S. 203; *Bogner/Menz*, in: Bogner/Littig/Menz (Hrsg.), *Das Experteninterview*, S. 38.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Dieser Teil der Arbeit gibt eine Einordnung von Auktionen und Ausschreibungen als Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien (§ 5), eine Einführung in die beiden Strommarktregulierung (§ 6) sowie einen Überblick über die wesentlichen Elemente der Auktionsdesigns (§ 7). Damit wird die Grundlage für die Untersuchung der Vergleichbarkeit der beiden Fördermodelle gelegt (§ 8).

§ 5 Einordnung von Auktionen und Ausschreibungen als Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien

Es gibt verschiedene Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.⁴⁰ In den Mitgliedstaaten der EU werden am häufigsten direkte regulatorische Fördermodelle eingesetzt.⁴¹ Diese lassen sich in Einspeisemodelle, Quotenmodelle und Ausschreibungsmodelle einteilen.⁴²

Bei den Einspeisemodellen wird dem Anlagenbetreiber ein gesetzlich bestimmter Preis für seinen Strom garantiert und mit einer Anschluss- und Abnahmepflicht durch die Netzbetreiber kombiniert.⁴³ Die Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, den Anlagenbetreibern eine gesetzlich festgelegte Vergütung über dem Marktpreis zu zahlen. Die dadurch entstehenden Mehrkosten werden entweder über einen Fond erstattet oder über einen Kostenwälzungsmechanismus an die Endverbraucher weitergeben. Bei sachgerechter Ausgestaltung liegen die Vorteile des Einspeisemodells in der hohen Fördereffektivität, den geringen Transaktions- und Bürokratiekosten sowie einer hohen Planungssicherheit für die Marktteilnehmer.⁴⁴ Zudem stellt es keine Markteintrittshürde für kleine und mittlere Unternehmen dar, da sie nicht in Konkurrenz zu den etablierten Stromerzeugern um die Fördermittel treten müssen.⁴⁵

⁴⁰ Siehe zur Kategorisierung der verschiedenen Förderinstrumenten sowie zu deren Vor- und Nachteilen: *Schneider*, in: Eifert (Hrsg.), Innovationsfördernde Regulierung, S. 257 ff.

⁴¹ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 63; *Ekardt*, in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG*, Einleitung Rn. 29. Siehe zur Abgrenzung zu freiwilligen und indirekten Modellen bei: *Schneider*, in: *Schneider/Theobald* (Hrsg.), *EnWR*, § 21, Rn. 21 f.

⁴² *Ekardt*, in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG*, Einleitung Rn. 29.

⁴³ *Ekardt*, in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG*, Einleitung Rn. 30. Siehe zu den europarechtlichen Vorgaben, die auf andere, wettbewerbliche Fördermechanismen hinwirken unter § 13 auf S. 146 ff.

⁴⁴ *Schneider*, in: Eifert (Hrsg.), *Innovationsfördernde Regulierung*, S. 266.

⁴⁵ *Schneider*, in: Eifert (Hrsg.), *Innovationsfördernde Regulierung*, S. 266.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Die zentrale Problemstellung der Einspeisevergütung besteht in der adäquaten Festlegung ihrer Höhe.⁴⁶ Liegt die Vergütung zu hoch, entstehen Mitnahmeeffekte.⁴⁷ Die Stromerzeuger erhalten mehr Förderung als für die Errichtung und den Betrieb der Anlagen erforderlich ist. Dadurch steigen die Förderkosten. Liegt die Vergütung zu niedrig, entfällt der Anreiz zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und die Ausbauziele werden verfehlt. Da typischerweise eine Informationsasymmetrie zwischen dem Gesetzgeber und den Marktteilnehmern hinsichtlich der Stromgestehungskosten besteht, steht dieser vor der Aufgabe, sich durch ständige Marktrecherchen dem optimalen Vergütungsniveau anzunähern.⁴⁸ Dabei muss er auch zukünftige Marktentwicklungen voraussehen.⁴⁹

Da kein Auswahlverfahren zwischen den Erzeugern durchgeführt wird, besteht zudem keine Begrenzung hinsichtlich der geförderten Strommenge. Findet der Ausbau der Erzeugungskapazitäten schneller statt als geplant, steigen dementsprechend unkontrolliert auch die Förderkosten.⁵⁰ Ferner können sich aus der fehlenden Steuerung Probleme für den rechtzeitigen Netzausbau ergeben.

Bei Quotenmodellen werden die Stromproduzenten, die Energieversorger oder die Endverbraucher dazu verpflichtet, einen bestimmten Anteil des produzierten bzw. verbrauchten Stroms durch erneuerbare Energien zu decken.⁵¹ Dabei ist die Erfüllung dieser Quote üblicherweise durch handelbare Erneuerbare-Energien-Zertifikate nachzuweisen und die Nichterfüllung der Quote wird mit Strafzahlungen pönalisiert.⁵² Der Vorteil des Quotenmodells liegt darin, dass die Ausbauziele genau angegeben werden können und es dem Markt überlassen wird den kostengünstigsten Weg zur Erfüllung der Ziele zu ermitteln. Der Gesetzgeber wird von der Aufgabe befreit, die Höhe der Fördermittel selbst bestimmen zu müssen.

Das Quotenmodell funktioniert allerdings nur unter der Bedingung, dass die Strafzahlungen einen ausreichenden monetären Anreiz zur Erfüllung der Quoten bieten. Zudem müssen die Ausbauziele anspruchsvoll festgesetzt und ein funktionie-

⁴⁶ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 50.

⁴⁷ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 65.

⁴⁸ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 50, 64; *Hauser et al.*, Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell, 2014, S. 20; *Schneider*, in: *Eifert* (Hrsg.), *Innovationsfördernde Regulierung*, S. 266 f.

⁴⁹ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 65 beschreibt dies als eine nicht in befriedigendem Maße zu erfüllende Aufgabe.

⁵⁰ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 66.

⁵¹ Siehe dazu die Legaldefinition in Art. 2 Nr. 6 EE-RL 2018.

⁵² *Ekardt*, in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG*, Einleitung Rn. 32; *Schneider*, in: *Eifert* (Hrsg.), *Innovationsfördernde Regulierung*, S. 267; *Schneider*, in: *Eifert* (Hrsg.), *Innovationsfördernde Regulierung*, S. 268.

§ 5 Einordnung von Auktionen und Ausschreibungen als Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien

render Markt für den Zertifikatehandel gewährleistet werden.⁵³ Für letzteres ist es unter Umständen erforderlich, ein technologieneutrales⁵⁴ Quotenmodell zu verwenden, um eine ausreichende Liquidität auf dem Zertifikatemarkt zu erreichen.⁵⁵ Das wiederum könnte zur Verdrängung von Technologien mit zukünftigem Einsparungspotential führen, wodurch auf lange Sicht die Förderkosten steigen könnten.⁵⁶ Zudem ist mit höheren Transaktions- und Bürokratiekosten als beim Einspeisemodell zu rechnen.⁵⁷

Bei Ausschreibungsmodellen wird die Förderung einer bestimmte Menge erneuerbare Energie staatlich ausgeschrieben und im Rahmen einer Versteigerung⁵⁸ an die günstigsten Bieter verteilt. Dieser Mechanismus bietet zwei Vorteile. Zum einen ermöglicht er eine exakte Mengensteuerung und zum anderen wird durch die Offenlegung der Kosten im Rahmen der Versteigerung die Informationsasymmetrie aufgehoben.⁵⁹ Die Höhe der Fördermittel wird automatisch durch den Markt bestimmt. Bei einem sachgerechten Funktionieren des Ausschreibungsmechanismus kommt es weder zu Mitnahmeeffekten noch werden aufgrund zu niedriger Fördersätze die Ausbauziele verfehlt.⁶⁰ Die Ausschreibungen sollen folglich zu einer gleichsam effektiven⁶¹ wie effizienten⁶² Förderung führen.⁶³

Möchte der Auktionator diese Zielsetzungen erreichen, muss er mehrere Funktionsbedingungen sicherstellen. Denn um die angestrebte Kosteneffizienz zu erreichen, ist es unabdingbare Voraussetzungen, dass ein ausreichendes Wettbe-

⁵³ *Ekardt*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, Einleitung Rn. 33; *Schneider*, in: Eifert (Hrsg.), Innovationsfördernde Regulierung, S. 267 ff.

⁵⁴ Siehe zu dem Begriff der Technologieneutralität unter § 10B auf S. 53 ff.

⁵⁵ *Schneider*, in: Eifert (Hrsg.), Innovationsfördernde Regulierung, S. 268.

⁵⁶ *Mohr*, in: BerlKommEnR Bd. 6, § 2 EEG Rn. 68. Siehe zur Diskussion um die Vor- und Nachteile technologieneutraler und technologieoffener Fördermodelle unter § 11 auf S. 58.

⁵⁷ *Schneider*, in: Eifert (Hrsg.), Innovationsfördernde Regulierung, S. 266. *Mohr*, in: BerlKommEnR Bd. 6, § 2 EEG Rn. 69 hält diese zusätzlichen Kosten jedoch aus volkswirtschaftlicher Perspektive gegenüber den Mehrkosten nicht marktbasierter Fördermodelle für vernachlässigbar.

⁵⁸ Siehe zu den Begriffen Auktion, Versteigerung und Ausschreibung unten auf S. 14.

⁵⁹ *Mohr*, in: BerlKommEnR Bd. 6, § 2 EEG Rn. 50.

⁶⁰ Siehe dazu *Hauser et al.*, Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell, 2014, S. 21 ff.

⁶¹ In diesem Zusammenhang wird ein Fördermodell als effektiv bewertet, wenn es die Erreichung der Ausbauziele gewährleistet.

⁶² Als effizient wird ein Fördermodell bezeichnet, wenn die Förderkosten möglichst gering ausfallen. Zur Unterscheidung zwischen statischer und dynamischer Kosteneffizienz siehe unter § 11 auf S. 58 ff.

⁶³ Die ersten Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen zur Förderung erneuerbarer Energien in England und Wales waren negativ. Siehe zum Ausschreibungsmodell im U.K. bei *Schneider*, Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation, S. 232 ff. Daher wurde bezweifelt, dass sie in der Praxis auch zu einer effizienten und effektiven Förderung führen würden, siehe *Schneider*, in: Eifert (Hrsg.), Innovationsfördernde Regulierung, S. 267; *Ragwitz et al.*, Support Eeneable Electricity in the EU, 2006, S. 87 f. Mittlerweile besteht jedoch ein größerer Erfahrungsschatz, der belegt, dass Ausschreibungen bei sachgerechter Ausgestaltung einen effektiven und effizienten Fördermechanismus darstellen, siehe *Ragwitz/Winkler*, et al., Renewable Energy 119 (2018), 473, 487; *del Rio*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 11.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

werbsniveau innerhalb der Ausschreibungen vorhanden ist. Nur wenn gewährleistet ist, dass nicht alle Bieter einen Zuschlag erhalten, besteht für diese ein Anreiz, die tatsächlichen Stromgestehungskosten in ihren Geboten offenzulegen.⁶⁴ Ansonsten besteht die Gefahr strategisch hoher Gebote.⁶⁵ Die Zielsetzung der exakten mengenmäßigen Steuerung der Förderung lässt sich zudem nur mit einer hohen Realisierungsquote erreichen.⁶⁶ Dies stellt eine erhebliche Herausforderung dar, da die Zuschlüsse üblicherweise in der Planungsphase der Projekte erteilt werden.⁶⁷ Es können sich bis zur Inbetriebnahme verschiedene Risiken realisieren, die zu Verspätungen und Projektabbrüchen führen.

Als Nachteil der Ausschreibungsmodelle werden hohe Transaktionskosten genannt.⁶⁸ Diese können sich insbesondere aus den versunkenen Kosten für die Präqualifikationsvoraussetzungen ergeben, welche wiederum erforderlich sind, um eine hohe Realisierungsquote zu erreichen.⁶⁹ Des Weiteren wird befürchtet, dass aufgrund der Wettbewerbssituation ausschließlich große, finanzstarke Akteure Zuschlüsse erhalten und somit die Akteursvielfalt auf dem Erneuerbare-Energien-Markt verloren geht.⁷⁰

Anders als im englischsprachigen Raum wird in der deutschsprachigen Rechtswissenschaft zwischen Ausschreibungen und Auktionen (bzw. Versteigerungen)⁷¹ unterschieden.⁷² Das Verhältnis der beiden Begriffe wird dabei unterschiedlich verstanden. Das EEG 2017 definiert Ausschreibungen als „ein transparentes, diskriminierungsfreies und wettbewerbliches Verfahren zur Bestimmung des Anspruchsberechtigten und des anzulegenden Werts“.⁷³ Nach dieser Definition bil-

⁶⁴ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 47.

⁶⁵ Siehe zu den Gründen und den Auswirkungen des mangelnden Wettbewerbsniveaus bei den EEG-Ausschreibungen unter § 14A.II auf S. 172 ff.

⁶⁶ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 69.

⁶⁷ Siehe dazu im Einzelnen unter § 17 auf S. 225 ff.

⁶⁸ *Schneider*, in: Eifert (Hrsg.), *Innovationsfördernde Regulierung*, S. 267. *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG S. 69 hält diese aus volkswirtschaftlicher Perspektive gegenüber den Mehrkosten nicht marktbasierter Fördermodelle für vernachlässigbar.

⁶⁹ Siehe zu diesem Zielkonflikt unter § 17 auf S. 225 ff.

⁷⁰ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 70; *Salje*, EEG, § 36g Rn. 1.

⁷¹ Einigkeit besteht darüber, dass Auktion und Versteigerung synonym verwendet werden, siehe *Martini*, *Markt als Instrument hoheitlicher Verteilungslenkung*, S. 305.

⁷² *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 51. Siehe als Beispiel *del Río*, *Energy for Sustainable Development* 41 (2017), 1; *Maurer et al.*, *Electricity Auctions*, die verschiedenen Auktionsmechanismen zur Förderung erneuerbarer Energien miteinander vergleichen und durchgängig den Begriff „Auction“ verwenden.

⁷³ § 3 Nr. 4 EEG 2017.

den Auktionen einen Unterfall der Ausschreibungen.⁷⁴ Dieser Ansicht schließen sich Teile der Literatur an.⁷⁵

Ein anderer Teil der Literatur versteht Auktionen und Ausschreibungen als zwei unterschiedliche Zuteilungsverfahren.⁷⁶ Demnach wird die Abgrenzung anhand der Art der Bewerberauswahl getroffen. Die Zuteilung bei Ausschreibungen erfolgt anhand einer abwägenden Auslese der eingereichten Bewerbungen.⁷⁷ Die Auswahlkriterien können unter anderem die fachliche Eignung, Zuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit des Angebots oder Innovationskraft sein.⁷⁸ Bei Auktionen hingegen ist das Zuteilungskriterium allein der Preis oder ein anderes quantifizierbares Leistungskriterium.⁷⁹ Dieser Ansicht folgend fallen die EEG-Ausschreibungen entgegen ihrer Bezeichnung im Gesetzestext in die Kategorie der Auktionen.⁸⁰ Denn bei ihnen ist der Preis das alleinige Zuteilungskriterium.

Unabhängig von der konzeptionellen Einordnung handelt es sich bei den EEG-Ausschreibungen aufgrund ihrer inhaltlichen Gestaltung um einen Auktionsmechanismus.⁸¹ Daher wird in dieser Arbeit der Begriff der Auktion auch auf die EEG-Ausschreibungen angewandt.

Auch der Begriff des Auktionsdesigns wird unterschiedlich verwendet. In der ökonomischen Auktionstheorie beschreibt er ausschließlich das Gebots- und Zuschlagsverfahren.⁸² Im Rahmen der juristischen Literatur ist der Begriff wesentlich weiter gefasst. Er umfasst alle Regelungen, die in sachlichem Zusammenhang mit der Durchführung der Auktionen stehen.⁸³ Damit beinhaltet er auch alle sonstigen Rahmenbedingungen wie die Zulassung verschiedener Technologien, die Präqualifikations-voraussetzungen oder die Pönalisierung von Projektabbrüchen.

⁷⁴ Der Gesetzgeber fasst den Begriff der Ausschreibungen im Rahmen des EEG damit absichtlich weiter als im Vergaberecht, siehe BT-Drs. 18/1304, S. 112.

⁷⁵ *Hauser et al.*, Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell, 2014, S. 20. So ist wohl auch *Salje*, EEG, Vorbemerkungen vor §§ 28 ff. Rn. 39 ff. zu verstehen. *Kreße*, Auktion als Wettbewerbsverfahren, S. 20 versteht die Ausschreibung hingegen als Unterform der Auktion.

⁷⁶ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 51 ff.

⁷⁷ *Martini*, Markt als Instrument hoheitlicher Verteilungslenkung, S. 117; *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 52.

⁷⁸ *Martini*, Markt als Instrument hoheitlicher Verteilungslenkung, S. 117.

⁷⁹ *Martini*, Markt als Instrument hoheitlicher Verteilungslenkung, S. 305 f.; *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 53

⁸⁰ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG S. 51 ff.

⁸¹ Siehe dazu näher bei: *Salje*, EEG, Vorbemerkung vor §§ 28 ff. Rn. 28 ff.

⁸² *Hauser et al.*, Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell, 2014, S. 32 f.

⁸³ Siehe zu dieser Begriffsverwendung: *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 54.

§ 6 Strommarktregulierung und die Rolle der Stromauktionen

A. Brasilien

I. Historische Entwicklung des brasilianischen Stromsektors

Zu Beginn der Elektrifizierung Brasiliens fiel die Stromversorgung in den Kompetenzbereich der Gemeinden. Diese nahmen die Stromversorgung entweder selbst vor oder übertrugen sie per Konzession an zumeist ausländische Anbieter.⁸⁴ Dieses Modell hatte bis Anfang der 1940er Jahre Bestand.

Danach fanden eine Zentralisierung auf der Kompetenzebene sowie eine voranschreitende Verstaatlichung des Stromsektors statt.⁸⁵ Nach dem Ende des zweiten Weltkrieges wurden durch die Gründung verschiedener vertikal integrierter Staatsunternehmen erhebliche Investitionen in die Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten getätigt.⁸⁶ Der Ausbau der Erzeugungskapazitäten basierte in weitem Umfang auf der Errichtung großer Wasserkraftwerke.

Am Ende dieser Entwicklung befand sich der Stromsektor fast ausschließlich in staatlicher Hand.⁸⁷ Eine zentrale Rolle kam dabei der Eletrobrás und deren Tochterunternehmen zu. Sie war ab 1967 für die Errichtung und den Betrieb der Kraftwerke sowie der regionalen Übertragungsnetze zuständig.⁸⁸

Sofern nicht ohnehin die ganze Produktionskette durch ein Staatsunternehmen abgedeckt wurde, waren die Beziehungen zwischen den Unternehmen durch starke staatliche Regulierung geprägt. Die Stromerzeuger veräußerten ihren Strom über langfristige Lieferverträge an die Stromversorgungsunternehmen. Dafür erhielten sie eine pauschale Vergütung, die sich aus den variablen Kosten zuzüglich einer Vergütung von 10 % auf die getätigten Investitionen zusammensetzte.⁸⁹ Diese Kosten wurden von den Stromversorgungsunternehmen an die End-

⁸⁴ *Tolmasquim*, *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, S. 3; *Campos*, *Direito de Energia Elétrica*, S. 5.

⁸⁵ *Dutra et al.*, in: Amorim da Rocha (Hrsg.), *Direito de Energia - Tomo IV*, S. 671; *Campos*, *Direito de Energia Elétrica*, S. 6.

⁸⁶ *Campos*, *Direito de Energia Elétrica*, S. 22. Die wesentlichen Beispiele sind die Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), 1945, die Central Elétrica de Furnas S.A. (FURNAS), 1957 und die Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), 1962. *Campos*, *Direito de Energia Elétrica*, S. 22.

⁸⁷ *Dutra et al.*, in: Amorim da Rocha (Hrsg.), *Direito de Energia - Tomo IV*, S. 371.

⁸⁸ Siehe Art. 2 lit. c Dekret N° 60.824/1967; *Campos*, *Direito de Energia Elétrica*, S. 6.

⁸⁹ *Campos*, *Direito de Energia Elétrica*, S. 22; *Rego*, *Leilões de Energia Elétrica*, S. 38.

verbraucher weitgereicht. Mit diesem Regulierungsmodell konnte zunächst ein ausreichender Ausbau der Kapazitäten in Brasilien gewährleistet werden.⁹⁰

Doch in den 1980er Jahren zeigte sich, dass die von der brasilianischen Militärdiktatur geführten Staatsunternehmen nicht mehr in der Lage waren, den Strombedarf Brasiliens zu decken.⁹¹ Diese Entwicklung wird auf mehrere Umstände zurückgeführt. Zum einen sei es den Staatsunternehmen aufgrund der anhaltenden Wirtschaftskrise und der hohen Inflationsrate nicht möglich gewesen, in ausreichender Weise in neue Erzeugungskapazitäten zu investieren.⁹² Zum anderen habe das Regulierungssystem aufgrund der pauschalen Vergütung keinen Anreiz für eine effektive Mittelverwendung geboten.⁹³

Die benannten Probleme beschränkten sich jedoch nicht allein auf den Stromsektor. Die Militärdiktatur endete im Jahr 1984 und hinterließ dem Land eine lang anhaltende Wirtschaftskrise.⁹⁴ Um diese zu überwinden, wurde Anfang der 1990er Jahre eine Umstrukturierung des brasilianischen Wirtschaftsmodells („Reforma do Estado“) angestrebt. Diese betraf insbesondere die infrastrukturellen Wirtschaftsbereiche. Im Rahmen dieser Umstrukturierung sollten die staatlichen Monopole aufgebrochen und durch marktwirtschaftliche Regulierungssysteme ersetzt werden.⁹⁵ Ferner wurde mit einer materiellen Privatisierung der Staatsunternehmen begonnen.⁹⁶ Mit diesem Ziel wurde 1995 auch die Regulierung des brasilianischen Stromsektors einer grundlegenden Reform unterzogen.

Das Gesetz Nr. 9.074/1995 ordnete den brasilianischen Stromsektor neu. Erstmals wurden gesetzliche Regelungen für die Aktivitäten der Stromerzeugung, -übertragung und -versorgung geschaffen, die privaten Akteuren unter wettbewerblichen Bedingungen den Marktzugang ermöglichten.⁹⁷ Auch die staatliche Preiskontrolle wurde abgeschafft, um einen Wettbewerb zwischen den Stromerzeugern zu ermöglichen. So konnten die Erzeuger ihren Strom zu frei verhandelbaren Preisen an die Stromversorgungsunternehmen und zum Teil auch direkt an

⁹⁰ *Tolmasquim*, Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, S. 5; *Campos*, Direito de Energia Elétrica, S. 7; *Rego*, Leilões de Energia Elétrica, S. 18 ff.

⁹¹ *Dutra et al.*, in: Amorim da Rocha (Hrsg.), Direito de Energia - Tomo IV, S. 671 Fn. 2.

⁹² *Dutra et al.*, in: Amorim da Rocha (Hrsg.), Direito de Energia - Tomo IV, S. 671; *Tolmasquim*, Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, S. 5.

⁹³ *Campos*, Direito de Energia Elétrica, S. 22.

⁹⁴ *Rego*, Leilões de Energia Elétrica, S. 48.

⁹⁵ *Rego*, Leilões de Energia Elétrica, S. 48 ff.

⁹⁶ Sie das nationale Privatisierungsprogramm (auf Portugiesisch: Programa Nacional de Desestatização) nach Gesetz Lei N° 8.031/90 und Gesetz N° 9.491/97.

⁹⁷ *Tolmasquim*, Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, S. 8 ff.; *Rego*, Leilões de Energia Elétrica, S. 51 ff.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Großverbraucher veräußern.⁹⁸ Ferner wurden mit dem Dekret N° 1.503/1995 die großen Staatsunternehmen des Stromsektors in das 1990 begonnene Privatisierungsprogramm aufgenommen.⁹⁹ Dadurch sollte die Sicherstellung des ausreichenden Ausbaus der Erzeugungskapazitäten nicht mehr durch staatliche Planung, sondern durch den Markt gewährleistet und ein Anreiz für private Investitionen geschaffen werden.¹⁰⁰

Dem neuen Regulierungsmodell gelang es jedoch nicht, diese Zielsetzung zu erfüllen. Eine Trockenheitsperiode im Jahr 2001 beeinträchtigte die Stromerzeugung aus Brasiliens großen Wasserkraftwerken erheblich und führte schlussendlich zu einer staatlich verordneten Stromrationierung in den Jahren 2001 und 2002.¹⁰¹ Diese Energiekrise nahm die neue Regierung unter Präsident Luiz Inácio „Lula“ da Silva im Jahr 2003 zum Anlass für eine weitere Überarbeitung des 1995 eingeführten Regulierungsmodells. Die primäre Zielsetzung dieses bis heute bestehenden Modells war es, einen Kompromiss zwischen Versorgungssicherheit und angemessenen Strompreisen für die Endkunden zu finden.¹⁰² Mit dem Gesetz Nr. 10.848/2004¹⁰³ wurde dem Staat wieder mehr Einfluss auf den Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten gewährt.¹⁰⁴ Zudem sollten zusätzliche Anreize für langfristige Investitionen geschaffen werden.¹⁰⁵ Die zuvor begonnene Privatisierung der Staatsunternehmen wurde im Wesentlichen gestoppt.¹⁰⁶ Die Förderung erneuerbarer Energien trat erst im Jahr 2007 mit der Einführung von Auktionen zur Förderung alternativer Energiequellen als weitere Zielsetzung hinzu.¹⁰⁷

⁹⁸ *Tolmasquim*, *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, S. 8 ff.

⁹⁹ *Rego*, *Leilões de Energia Elétrica*, S. 54 f.

¹⁰⁰ *Tolmasquim*, *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, S. 6; *Campos*, *Direito de Energia Elétrica*, S. 7.

¹⁰¹ *Tolmasquim*, *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, S. 14; *Rego*, *Leilões de Energia Elétrica*, S. 59 ff.

¹⁰² Art. 1° Abs. 10 Gesetz Nr. 10.848/2004.

¹⁰³ Die Regulierung des brasilianischen Stromsektors ist nicht in einem einheitlichen Gesetzeswerk kodifiziert. Die wesentlichen Regelungen befinden sich in den beiden Reformgesetzen Gesetz N° 9.074/1995 und Gesetz N° 10.848/2004 sowie der Umsetzungsverordnung Dekret N° 5.163/2014.

¹⁰⁴ *Tolmasquim*, *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, S. 21.

¹⁰⁵ *Girardi*, in: *Amorim da Rocha* (Hrsg.), *Direito de Energia - Tomo I*, S. 638; *Rego*, *Leilões de Energia Elétrica*, S. 66 ff.

¹⁰⁶ Art. 31 Lei N° 10.848/04 hat die Eletrobras und ihre Tochterunternehmen vom Nationalen Privatisierungsprogramm (*Programa de Desestatização*, Lei N° 9.648/98) ausgenommen.

¹⁰⁷ Praktische Relevanz erlangte die Förderung Erneuerbarer-Energien-Anlagen erst mit der Schaffung eines geschützten Auktionsumfeldes für Windkraftanlagen ab dem Jahr 2009, siehe hierzu § 12C.III.1 auf S. 92 ff.

II. Stromhandel und die Rolle der Stromauktionen beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten

Beim aktuellen brasilianischen Strommarkt handelt es sich um einen Energy-only-Markt,¹⁰⁸ der aus zwei Segmenten besteht. Die Stromerzeuger können sich frei entscheiden, auf welchem der Segmente sie ihren Strom anbieten.

Das Segment für freie Vertragsabschlüsse¹⁰⁹ ist Großverbrauchern vorbehalten, die ihren Bedarf durch den Abschluss von frei verhandelbaren bilateralen Stromlieferverträgen decken.¹¹⁰ In diesem Segment finden keine staatlich organisierten Stromauktionen statt.

Im Segment für regulierte Vertragsabschlüsse¹¹¹ versorgen vertikal desintegrierte Stromversorgungsunternehmen¹¹² kleine und mittlere Verbraucher mit Strom.¹¹³ Die Stromversorgungsunternehmen erhalten auf bestimmte Regionen bezogene Monopolkonzessionen. Den für die Versorgung ihrer Kunden erforderlichen Strom müssen sie im Grundsatz auf den staatlich organisierten Stromauktionen erwerben (siehe Abbildung 1 auf S. 20).¹¹⁴ Denn sie dürfen selbst keine Kraftwerke betreiben und nicht auf dem Segment für freie Vertragsabschlüsse tätig werden.¹¹⁵ Etwa 70 % des Stroms werden in diesem Segment gehandelt.¹¹⁶

¹⁰⁸ Einzelne Elemente der Regulierung ähneln einem Kapazitätsmarkt, siehe: *Hochberg/Poudineh, Renewable Auction Design*, S. 42. Zu diesen Elementen gehören die Zertifikate über die voraussichtliche Stromproduktion sowie die Reserveenergieauktionen. Siehe hierzu § 6A.IV auf S. 24 bzw. § 7A.II.1 auf S. 34.

¹⁰⁹ Dieses Segment wird auf Portugiesisch als Ambiente de Contratação Livre (ACL) bezeichnet.

¹¹⁰ Vertragspartner sind entweder direkt die Kraftwerksbetreiber oder Stromvermarktungsunternehmen.

¹¹¹ Auf Portugiesisch: Ambiente de Contratação Livre (ACL) iSd Art. 1° § 2° Abs. 2 Dekret N° 5.163/2004.

¹¹² Auf Portugiesisch: Agente de Distribuição iSd Art. 1° § 2° Abs. 4 Decreto N° 5.163/04.

¹¹³ Kleine und mittlere Verbraucher sind solche, die Stromversorgung von unter 3.000 kW Leistung benötigen, siehe Art. 15, 16 Gesetz N° 9.074/1995; für Kunden mit bestehenden Stromlieferverträgen können höhere Anforderungen bestehen, siehe hierzu eine Übersicht bei *Campos, Direito de Energia Elétrica*, 39 f.; weitere Erleichterungen bestehen bei der Verwendung regenerativer Stromquellen gemäß nach Art. 26 § 5° Gesetz N° 9.427/1996 und Art. 48 Dekret N° 5.163/04.

¹¹⁴ Zur grundsätzlichen Verpflichtung zur Teilnahme an den Auktionen siehe Art. 2° Gesetz N° 10.848/2004. Gemäß Art. 2° § 8° Gesetz 10.848/2004 besteht zudem die Möglichkeit, in begrenztem Rahmen Strom außerhalb der Auktionen von bestimmten Förderprogrammen oder bestimmten Großkraftwerken zu erwerben.

¹¹⁵ Als vertikal desintegrierte Unternehmen beschränkt sich ihre Rolle auf die Versorgung der kleinen und mittleren Endverbraucher. Sie sind auch nicht berechtigt, den auf den Stromauktionen erworbenen Strom an andere Marktteilnehmer weiterveräußern. Siehe zur vertikalen Entflechtung Fn. 150.

¹¹⁶ *Girardi*, in: Amorim da Rocha (Hrsg.), *Direito de Energia - Tomo I*, S. 640; *Dutra/Menezes, Electricity Market Design in Brazil*, S. 7.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

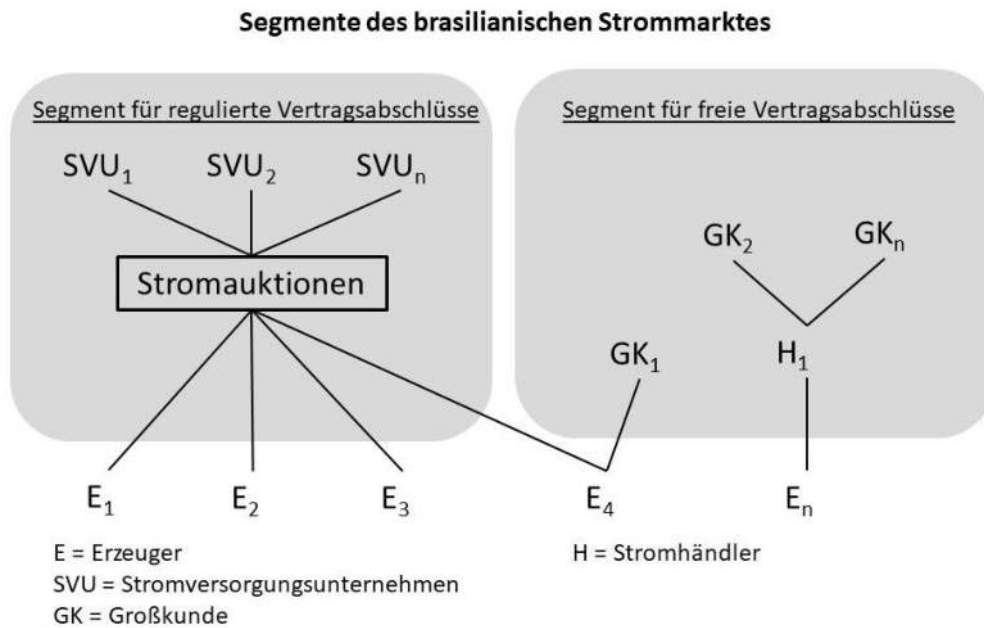


Abbildung 1 - Segmente des brasilianischen Strommarktes¹¹⁷
Quelle: Eigene Darstellung.

Im Vorfeld der Auktionen geben die Stromversorgungsunternehmen eine Prognose ab, wie viel Strom sie zukünftig benötigen werden.¹¹⁸ Auf der Grundlage dieser Informationen werden die staatlich organisierten Stromauktionen durchgeführt. An den Auktionen nehmen die Stromversorgungsunternehmen auf der einen und die Kraftwerksbetreiber bzw. Projektentwickler auf der anderen Seite teil. Dabei gibt es getrennte Auktionen für Neuanlagen und für Bestandsanlagen, deren Lieferverträge ausgelaufen sind.¹¹⁹

Im Grundsatz sind diese Auktionen die einzige Möglichkeit, Strom auf dem Marktsegment für regulierte Vertragsabschlüsse zu handeln.¹²⁰ Aufgrund der Größe des Marktsegments nehmen sie eine ganz wesentliche Rolle beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten ein. Über das Auktionsdesign können die brasilianischen Behörden entscheidenden Einfluss auf den Ausbau nehmen. Das Ausschreibungsvolumen hängt zwar im Grundsatz von den Prognosen der Stromversorgungsunternehmen ab, die Behörden können jedoch durch sog. Reserveenergieauktionen zusätzliche Kraftwerkskapazitäten bezuschlagen.¹²¹ Der größte staatliche Einfluss besteht in der Entscheidung über die zugelassenen Technologien

¹¹⁷ Bei den Reserveenergieauktionen sind nicht die Stromversorgungsunternehmen, sondern die Stromhandelsbörse CCEE Vertragspartnerin, siehe dazu unter § 7A.II.1 auf S. 34.

¹¹⁸ Art. 18 Dekret N° 5.163/2004.

¹¹⁹ Siehe zu den einzelnen Auktionsarten unter § 7A.II.1 auf S. 34 ff.

¹²⁰ Siehe Fn. 114.

¹²¹ Siehe zu den Reserveenergieauktionen unter § 7A.II.1 auf S. 34 ff.

sowie der Aufteilung der zu versteigernden Kapazität auf diese.¹²² Damit unterliegt der Technologiemarkt auf diesem Marktsegment der staatlichen Steuerung.¹²³ Über diesen Mechanismus werden seit 2009 in relevantem Maß auch erneuerbare Energien gefördert.¹²⁴

Die Zielsetzung, für eine hohe Investitionssicherheit zu sorgen, spiegelt sich zudem deutlich im Auktionsdesign wieder. Auktionsgegenstand sind langfristige, an die Inflation angepasste Stromlieferverträge.¹²⁵ Zudem gehen die bezuschlagten Erzeuger mit jedem an der Auktion teilnehmenden Stromversorgungsunternehmen einen Stromliefervertrag ein, wodurch das Insolvenzrisiko minimiert wird. Im Ergebnis werden die Auktionen also eingesetzt, um zu möglichst niedrigen Preisen eine genaue Steuerung des Kapazitätsausbaus zu erreichen.

III. Stromerzeugung durch zentrale Steuerung der Kraftwerkskapazitäten

In Brasilien findet eine zentrale Steuerung der Kraftwerkskapazitäten statt. Der nationale Systemoperator (ONS) entscheidet, zu welchem Zeitpunkt und in welchem Umfang von den einzelnen Kraftwerken Strom ins Netz eingespeist wird.¹²⁶ Das gilt für alle Anlagen unabhängig davon, ob der Strom auf dem freien oder dem regulierten Marktsegment vermarktet wird.

Dieser zentrale Steuerungsmechanismus geht in erster Linie auf die Dominanz großer Wasserkraftwerke im brasilianischen Strommix zurück (siehe Diagramm 1 auf S. 22). Diese macht eine zentrale Verwaltung der Wasserreserven in den Rückhaltebecken erforderlich.¹²⁷ Denn dabei muss eine Vielzahl an Aspekten berücksichtigt werden.

Da die Wasserkraftwerke zum Teil hintereinander geschaltet sind und sich eine Wasserquelle teilen, müssen die Wasserressourcen unter den Kraftwerksbetreibern fair aufgeteilt werden. Zudem stellt die Aufteilung der Stromerzeugung zwischen Wasserkraftwerken, anderen Erneuerbare-Energien-Anlagen und den mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken eine zentrale Herausforderung für die effiziente Nutzung der Erzeugungskapazitäten dar.

¹²² Siehe zur Thematik der Technologieoffenheit und der Steuerung des Technologiemarkts unter § 12B auf S. 74 ff.

¹²³ Siehe zur staatlichen Planung des Ausbaus der Erzeugungskapazitäten mittels jährlich aktualisierter Zehnjahrespläne bei *Tolmasquim*, *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, S. 89.

¹²⁴ Siehe hierzu unter § 12C.III.1 auf S. 92 ff.

¹²⁵ Siehe zu den einzelnen Vertragsarten unter § 7A.I.1 auf S. 32 ff.

¹²⁶ Art. 13 lit. a) Gesetz N° 9.648/98.

¹²⁷ *Girardi*, in: Amorim da Rocha (Hrsg.), *Direito de Energia - Tomo I*, S. 659.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

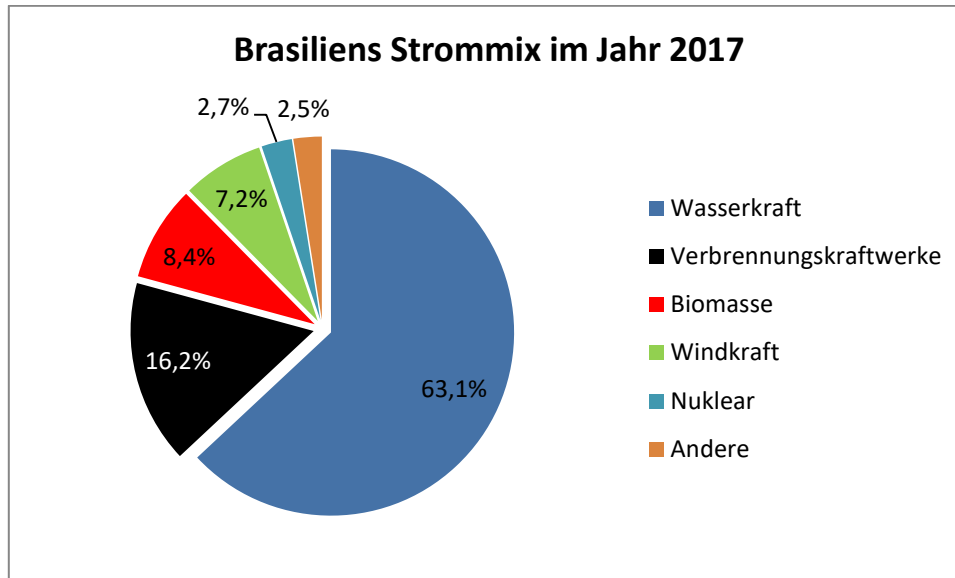


Diagramm 1 – Brasiliens Strommix im Jahr 2017

Anmerkung: Das Diagramm zeigt den Anteil der verschiedenen Technologien am insgesamt in Brasilien erzeugten Strom im Jahr 2017 (587.962 GWh).

Quelle: MME, EPE.¹²⁸

Bei der Nutzung der Wasserkraft bestehen zwei widerstreitende Interessen. Es soll möglichst viel Strom durch Wasserkraft und andere erneuerbare Energien¹²⁹ erzeugt werden, da diese geringere Grenzkosten aufweisen als die mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerke.¹³⁰ Da jedoch die Versorgungssicherheit zu einem großen Teil von den Wasserreserven abhängt, muss eine ausreichende Sicherheitsreserve in den Rückhaltevorräten verbleiben. Ferner würde eine unkontrollierte Nutzung der Wasserkraft zu einer unerwünscht hohen Volatilität der Strompreise führen.¹³¹ Denn immer wenn die Nachfrage die Kapazitäten der gespeicherten Wasserkraft zuzüglich der anderen erneuerbaren Energien übersteigt, müsste schlagartig eine sehr große Menge an Verbrennungskraftwerken hinzugeschaltet werden. Aus diesen Gründen hat sich Brasilien dazu entschieden, die Zu- und Abschaltung von Kraftwerken nicht den Betreibern zu überlassen, die anhand ihrer partikularen wirtschaftlichen Interessen entscheiden würden.

Der nationale Systemoperator setzt zur Steuerung der Kraftwerke ein mathematisches Modell ein, das über Zeitpunkt und Menge der Stromproduktion entschei-

¹²⁸ MME/EPE, Anuário Estatístico, 2018, S. 58.

¹²⁹ Der Wasserkraft kommt in Brasilien eine Sonderrolle zu, weshalb sie von den anderen erneuerbaren Energien abgegrenzt wird. Sie ist die dominante Technologie im brasilianischen Strommix und muss sich anders als die Wind- und Solarenergie nicht erst im brasilianischen Markt etablieren. Zudem hängt der Ausbau der Wasserkraft im Wesentlichen von der Erlangung der erforderlichen umweltrechtlichen Genehmigung und nicht von ihrer wirtschaftlichen Durchsetzungsfähigkeit gegenüber anderen Technologien ab, siehe dazu unter § 12C.I auf S. 86.

¹³⁰ Girardi, in: Amorim da Rocha (Hrsg.), Direito de Energia - Tomo I, 659 ff.

¹³¹ Girardi, in: Amorim da Rocha (Hrsg.), Direito de Energia - Tomo I, 659 ff.

det. Jeder Anlage wird ein CVU-Wert¹³² zugewiesen, der die gesamtwirtschaftlichen Grenzkosten der Anlage wiedergibt. Der CVU-Wert gibt also an, welche zusätzlichen Kosten in der spezifischen Anlage und zu einem spezifischen Zeitpunkt pro erzeugter kWh entstehen. Anhand dieses Wertes wird über die Zu- und Abschaltung der Kraftwerke entschieden. In das Berechnungsmodell fließen verschieden Faktoren ein, die für eine aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive optimale Nutzung der brasilianischen Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten sorgen sollen.¹³³ Zu diesen Faktoren zählen der Pegelstand in den Rückhaltebecken, die Nachfrage, das Preisniveau der fossilen Brennstoffe, mögliche Kosten einer zu geringen Stromproduktion, die Übertragungskapazitäten und die Versorgungssicherheit.¹³⁴ Bei der Berechnung werden 2.000 mögliche Niederschlagsszenarien durchgerechnet und die Vor- und Nachteile gegeneinander abgewogen. Durch diese Art der Prognose soll ermittelt werden, welcher Kraftwerkseinsatz die gesamtgesellschaftlich geringsten Kosten verursacht. Windkraft- und Solaranlagen werden im Rahmen der zentralen Steuerung immer eingesetzt, sofern die Wind- bzw. Strahlungsverhältnisse dies zulassen.¹³⁵ Denn sie haben sehr geringe Grenzkosten und wirken sich nicht negativ auf die Wasserreserven aus. Ihr CVU-Wert wird daher mit „0“ angesetzt.¹³⁶

Aus der zentralen Kraftwerkssteuerung ergibt sich für die Kraftwerksbetreiber das Risiko, ihren Stromlieferverpflichtungen nicht nachkommen zu können. Ihnen wird dann der nicht gelieferte Strom im Rahmen des nachfolgend beschriebenen Ausgleichsmechanismus in Rechnung gestellt. Die Musterverträge der Stromauktionen sehen Klauseln zur Verteilung dieses finanziellen Risikos vor.¹³⁷

IV. Spotmarket als Ausgleichsmechanismus

Die brasilianische Stromhandelskammer (CCEE) überprüft monatlich, ob der tatsächliche Stromverbrauch der Stromversorgungsunternehmen auf dem regulier-

¹³² Auf Portugiesisch steht die Abkürzung für *Custo Variável Unitário*, was sich mit variable Stückkosten übersetzen lässt. Siehe zu der Thematik *Cunha et al.*, *Lessons learned Brazil*, 2014, S. 4. Der CVU-Wert ist neben der zentralen Kraftwerkssteuerung für die Vergütung bei Verfügbarkeitsverträgen sowie die Preise auf dem Spotmarket entscheidend, siehe dazu § 7A.I.1 auf S. 32 ff bzw. § 6A.IV auf S.24. Er wird nach den Vorgaben des Art. 3 Verordnung MME N° 42/2007 berechnet.

¹³³ *Tolmasquim*, *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, S. 79 ff.

¹³⁴ CCEE, *O que fazemos - O PLD*,

https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_adf.ctrl-state=azd2k7fr6_1&_afLoop=769710162666589#!%40%40%3F_afLoop%3D769710162666589%26_adf.ctrl-state%3Dazd2k7fr6_5, (letzter Abruf: 08.08.2019).

¹³⁵ EPE, *Índice Custo Benefício (ICB)*, 2017, Nr. 4.3, 4.5.

¹³⁶ *Viana/Parente*, *Revista Brasileira de Energia* 16 (2010), 21, 28.

¹³⁷ Siehe dazu unter § 7A.I.1 auf S. 32.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

ten Marktsegment sowie der Großverbraucher auf dem freien Marktsegment von Stromlieferverträgen gedeckt war. Zudem überprüft sie, ob die Erzeuger ausreichend Strom produziert haben, um ihren vertraglichen Verpflichtungen nachzukommen. Sie stellt also eine Bilanz auf, in der der tatsächlich verbrauchte bzw. produzierte Strom mit den vertraglichen Verpflichtungen abgeglichen wird.¹³⁸

Bei Abweichungen greift ein Ausgleichsmechanismus, der in Brasilien als Spotmarket bezeichnet wird. Akteure mit einer negativen Bilanz sind verpflichtet, einen dem Spotmarktpreis entsprechenden Betrag an die Stromhandelskammer zu zahlen.¹³⁹ Akteure mit einer positiven Bilanz erhalten eine Vergütung.

Die Preise auf dem Spotmarket¹⁴⁰ werden allerdings nicht durch Angebot und Nachfrage bestimmt, sondern von der Stromhandelskammer jeweils für eine Woche im Voraus berechnet.¹⁴¹ Diese Vorhersage soll die durchschnittlichen Stromproduktionskosten in dieser Woche wiedergeben.¹⁴² Diese hängen im Wesentlichen vom Umfang der eingesetzten Wasserkraftwerke ab. Daher ist der Spotmarktpreis in Dürreperioden wesentlich höher als in Perioden mit viel Niederschlag.¹⁴³

Als Berechnungsgrundlage wird dasselbe mathematische Modell herangezogen, das auch für die zentrale Zu- und Abschaltung der Kraftwerkskapazitäten genutzt wird. Der Spotmarktpreis wird für vier verschiedene Regionen und in drei Spannungsstärken berechnet. Er ist allerdings durch einen von der Stromregulierungsbehörde ANEEL festgelegten Minimal- und Maximalpreis gedeckelt.¹⁴⁴

Theoretisch sollte die Bilanz aller Akteure immer ausgeglichen sein. Denn jedes Kraftwerk erhält von der Stromregulierungsbehörde ANEEL ein Zertifikat über seine voraussichtliche Einspeisung.¹⁴⁵ Beim Abschluss von Stromlieferverträgen muss mit diesem Zertifikat nachgewiesen werden, dass die entsprechende Erzeugungskapazität tatsächlich vorhanden ist.¹⁴⁶ Dadurch kann in der Theorie nicht mehr Strom gehandelt werden, als eingespeist wird. Da die Einspeisung von der

¹³⁸ Dabei besteht die gesetzliche Verpflichtung, den eigenen Stromverbrauch mit Stromlieferverträgen zu decken, Art 2° Abs. 1 UAbs. 2, 3 Dekret N° 5.163/2004.

¹³⁹ Zudem sind Strafzahlungen möglich, wenn die Bilanz negativ ausfällt, siehe Art. 3° Decreto N° 5.163/04.

¹⁴⁰ Der Spotmarktpreis heißt auf Portugiesisch: Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), siehe Art. 57 Decreto N° 5.163/04.

¹⁴¹ Art. 13 Dekret N° 2.655/1998.

¹⁴² Siehe Art. 57 Decreto N° 5.163/04.

¹⁴³ Siehe zur hohen Volatilität des Spotmarktpreises unter § 18C.IV.2.a) auf S. 243 ff.

¹⁴⁴ Art. 57 Decreto N° 5.163/04.

¹⁴⁵ Dieser Nachweis wird auf Portugiesisch als "Lastro para venda" bezeichnet. Die Erzeugungskapazität der Anlage wird "Garantia Física" genannt. Zur Berechnung der Erzeugungskapazität siehe Verordnung MME N° 101/2016.

¹⁴⁶ Siehe Art. 2° Abs. 1 Decreto N° 5.163/04.

zentralen Zu- und Abschaltung der Kraftwerke und damit von Niederschlagsverhältnissen abhängt, werden die Zertifikate mit derselben Formel berechnet, die auch für die zentrale Steuerung der Kraftwerkskapazitäten genutzt wird.¹⁴⁷ Um sich hinsichtlich Versorgungssicherheit nicht allein auf diese Prognosen verlassen zu müssen, werden neben den Stromauktionen, die auf Prognosen der Stromversorgungsunternehmen beruhen, weitere Reserveenergieauktionen durchgeführt.¹⁴⁸

Durch dieses Regulierungsmodell ergeben sich für die Stromerzeuger drei Optionen zur Veräußerung ihres Stroms. Entweder sie nehmen an den Stromauktionen auf dem regulierten Marktsegment teil oder sie schließen einen bilateralen Vertrag mit einem Großkunden auf dem freien Marktsegment ab oder sie schließen keinen Vertrag ab und lassen sich in Höhe des Spotmarketpreises vergüten.

V. Weitere Tätigkeitsfelder auf dem brasilianischen Strommarkt

Die Stromversorgungsunternehmen betreiben die Versorgungsnetze mit einer Spannung von unter 230 kV und versorgen kleine und mittlere Endverbraucher mit Strom. Diese Aktivitäten unterfallen dem brasilianischen Daseinsvorsorgeregime. Es ist eine Konzession für die Ausübung der Aktivität erforderlich. Hierbei handelt es sich um Monopolkonzessionen für die jeweilige Region.¹⁴⁹ Es gibt außerhalb der Vergabeverfahren für die Konzessionen folglich keinen Wettbewerb zwischen den Stromversorgungsunternehmen.

Die Vergütung der Stromversorgungsunternehmen erfolgt mittels staatlich regulierter Tarife. Der Tarif setzt sich aus zwei Komponenten zusammen: zum einen die Kosten, die dem Stromversorgungsunternehmen durch den Stromeinkauf entstanden sind und zum anderen den getätigten Investitionen in sein Versorgungsnetz, wobei ein behördlich festgesetzter Höchstpreis nicht überschritten werden darf. Diese Tarife werden in einem Turnus von vier Jahren anhand der Vorgaben des jeweiligen Konzessionsvertrages überprüft.

Aufgrund der vertikalen Desintegration des Stromsektors,¹⁵⁰ ist es den Stromversorgungsunternehmen nicht gestattet, selbst Strom zu erzeugen. Sie sind daher

¹⁴⁷ Siehe zur Kritik an den Preissignalen in Folge dieser Prognosen: *Viana*, *Leilões como mecanismo alocativo*, 2018, S. 78.

¹⁴⁸ Siehe zu den verschiedenen Auktionsarten unter § 7A.II.1 auf S. 34 ff.

¹⁴⁹ Die Monopolisierung der Versorgungstätigkeit ist im Gesetz selbst nicht vorgeschrieben, siehe Art. 4 § 6° Lei 9.074/95 und Art. 15 Lei 10.438/02. Die Konzessionen werden jedoch in der Praxis als Monopolkonzessionen ausgeschrieben, siehe: *Campos*, *Direito de Energia Elétrica*, S. 31.

¹⁵⁰ Die vertikale Entflechtung in Brasilien besteht in einer Trennung der Tätigkeiten Erzeugung, Handel und Übertragung auf der einen und der Versorgung kleiner und mittlerer Endverbraucher auf der anderen Seite, siehe Art. 4° § 5°, § 7° Gesetz N° 9.074/95.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

darauf angewiesen, den voraussichtlichen Bedarf ihrer Endverbraucher durch die Teilnahme an den Stromauktionen zu decken.

Ein weiteres Tätigkeitsfeld ist die Stromübertragung. Sie umfasst den Betrieb von Übertragungsnetzen mit einer Spannung von 230 kV oder höher. Die Aktivitäten der Übertragungsnetzbetreiber sind ebenfalls dem brasilianischen Daseinsvorsorgeregime unterworfen. Für die Ausübung ist eine entsprechende Konzession erforderlich. Die Konzessionen werden immer für einen spezifischen Netzabschnitt vergeben. Der Konzessionsnehmer ist dazu verpflichtet, diesen Netzabschnitt zu errichten, sofern es sich um eine neue Konzession handelt, und funktionsfähig zu halten. Die Konzessionen werden im Rahmen von Auktionen vergeben.¹⁵¹

Die Stromvermarktung ist lediglich auf dem Marktsegment für freie Vertragsabschlüsse als Vermittlung zwischen großen Endverbrauchern und Stromerzeugern möglich.

VI. Förderung der erneuerbaren Energien außerhalb des Auktionsmodells (PROINFA-Programm)

Die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien hat noch vor der Umstellung auf das aktuelle Regulierungsregime begonnen. Im Jahr 2002 wurde das Programm zur Förderung der alternativen Stromquellen (PROINFA) aufgelegt.¹⁵² Es handelt sich um eine Einspeisevergütung für Windkraftanlagen, Biomasseanlagen sowie kleine Wasserkraftwerke.¹⁵³

Das Programm wurde in zwei Phasen durchgeführt. Die Förderung der ersten Phase bis zum 30.06.2004 war auf 1.100 MW pro Technologie begrenzt. In der zweiten Phase wurde die Fördermenge jährlich neu festgelegt. Ursprünglich war es das Ziel, bis zum Jahr 2022 einen Anteil von 10 % des nationalen Stromverbrauchs durch das PROINFA-Programm abzudecken.¹⁵⁴ Das Instrument ist jedoch im Jahr 2009 durch die Förderung im Rahmen der Stromauktionen praktisch abgelöst worden.¹⁵⁵ Es wurde für viele Verspätungen und Projektabbrüche kriti-

¹⁵¹ An der Vorbereitung und Durchführung der Übertragungsnetzauktionen sind alle vier auf dem Stromsektor tätigen Behörden beteiligt (MME, EPE, ONS und ANEEL). Der Bedarf für den Netzausbau wird auf langfristiger Planungsebene von der EPE ermittelt. Auf Grundlage dieser Planung analysiert der ONS den Ausbaubedarf auf Projektebene. Das MME führt diese beiden Planungen zusammen und gibt der ANEEL auf, projektbezogene Auktionen für den Netzausbau durchzuführen. Auktionsgegenstand dieser Auktionen ist die Konzession für einen bestimmten Netzabschnitt ist. Siehe hierzu *Tolmasquim*, *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, S. 90 f.

¹⁵² Auf Portugiesisch: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Rechtsgrundlage des Programms war Art. 3° Gesetz N° 10.438/2002.

¹⁵³ Die Leistung der Wasserkraftwerke muss unter 30 MW bleiben.

¹⁵⁴ Siehe hierzu Art. 3° Abs. 2 lit. a Lei N° 10.438/02.

¹⁵⁵ *Maurer et al.*, *Electricity Auctions*, S. 84. Offiziell ausgelaufen ist es Ende 2011, siehe Art. 23 Gesetz N° 11.943/2009.

siert.¹⁵⁶ Zudem habe die Auswahl der geförderten Projekte Anhand des Datums der Umweltgenehmigung Fehlanreize gesetzt.¹⁵⁷

VII. Institutionen und Zuständigkeiten

1. Bundesministerium für Bergbau- und Energie (MME)¹⁵⁸

Durch die Reform im Jahr 2004 sind wesentliche Entscheidungskompetenzen von der Stromregulierungsbehörde (ANEEL) auf das Bergbau- und Energieministerium (MME) zurückübertragen worden. Die Festlegung der politischen Leitlinien für den Energiesektor, die Planung dessen Ausbaus und die Koordinierung der verschiedenen staatlichen Stellen, fällt seitdem wieder in den Zuständigkeitsbereich des Ministeriums.¹⁵⁹ Zudem übernimmt es die Rolle des Mehrheitseigners der Eletrobrás und ihrer Tochterunternehmen.

Hinsichtlich der Stromauktionen kommt dem MME eine zentrale Rolle zu. Denn gesetzlich sind nur die groben Rahmenbedingungen sowie die Zuständigkeitsverteilung vorgegeben.¹⁶⁰ Das MME gibt die Richtlinien vor, anhand derer die ANEEL die Ausschreibungsbedingungen und Musterverträge formuliert. Zu diesen Richtlinien gehören das Ausschreibungsvolumen¹⁶¹, dessen Verteilung unter den Technologiegruppen¹⁶², der Höchstpreis¹⁶³ sowie die Präqualifikationsvoraussetzungen¹⁶⁴. Alle wesentlichen Entscheidungen hinsichtlich der Ausgestaltung der Auktionen werden mithin vom Ministerium getroffen und von den weiteren Stellen umgesetzt.¹⁶⁵

2. Stromregulierungsbehörde (ANEEL)¹⁶⁶

Die Stromregulierungsbehörde (ANEEL) ist nach dem Energieministerium die entscheidende Stelle für die Regulierung des Stromsektors. Auch wenn sie bei der Reform im Jahr 2004 die Kompetenz zur Festlegung der politischen Leitlinien wieder abgeben musste, hat sie weitreichende Entscheidungsbefugnisse im nor-

¹⁵⁶ Zu verschiedenen Erklärungsansätzen bzgl. der Verspätung der Windkraftanlagen siehe Pedro Jordão Salino, *Energia Eólica no Brasil*, 2011, S. 97 ff.

¹⁵⁷ *Lucas et al.*, *Energy Auctions in Developing Countries*, 2013, S. 17.

¹⁵⁸ Auf Portugiesisch: Ministério de Minas e Energia (MME).

¹⁵⁹ *Campos*, *Direito de Energia Elétrica*, S. 44.

¹⁶⁰ Art. 2, 3 Gesetz N° 10.848/2004 und Art. 11, 12 Dekret N° 5.163/2004.

¹⁶¹ Art. 12 Abs. 1 Decreto N° 5.163/04.

¹⁶² Art. 19 Decreto N° 5.163/04.

¹⁶³ Art. 19 § 2° Decreto N° 5.163/04.

¹⁶⁴ Art. 12 Abs. 2, § 1° Decreto N° 5.163/04.

¹⁶⁵ Siehe zum Detailgrad der Vorgaben des MME: Mendes, Dilcemar de Paiva, in: Amorim da Rocha (Hrsg.), *Direito de Energia - Tomo IV*, S. 210.

¹⁶⁶ Auf Portugiesisch: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

mativen, exekutiven und auch judikativen Bereich.¹⁶⁷ In manchen ihrer Zuständigkeitsbereiche agiert sie als unabhängige Regulierungsbehörde ohne Fachaufsicht durch das Energieministerium.¹⁶⁸

Eine ihrer zentralen Aufgaben ist die Vergabe und anschließende Kontrolle der Daseinsvorsorgekonzessionen im Stromsektor. In diesem Rahmen legt sie u.a. die Tarife für die kleinen und mittleren Endverbraucher sowie für die Nutzung der Übertragungs- und Verteilernetze fest.¹⁶⁹ Sie übernimmt zudem die Aufsicht über den nationalen Systemoperator und der Stromhandelskammer.

Im Hinblick auf die Auktionen werden von ihr die Ausschreibungsbedingungen und Musterverträge nach den Leitlinien des MME angefertigt.¹⁷⁰ Aufgrund der detaillierten Vorgaben durch das MME kommt ihr dabei jedoch nur wenig Gestaltungsspielraum zu. Zudem ist sie für die Verhängung von Sanktionen für verspätete oder abgebrochene Projekte zuständig.

3. Weitere Akteure

Die Stromhandelskammer (CCEE)¹⁷¹ führt die Bilanzierung des oben beschriebenen Ausgleichmechanismus durch.¹⁷² Ferner ist sie mit der Durchführung der Stromauktionen nach den Vorgaben des MME und der ANEEL beauftragt.¹⁷³ Bei den Reserveenergieauktionen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit ist sie zudem die Abnehmerin des erzeugten Stroms.¹⁷⁴

Der nationale Systemoperator (ONS)¹⁷⁵ führt die zentrale Zu- und Abschaltung der Kraftwerkskapazitäten durch und steuert die Nutzung der Übertragungsnetze.

Die Gesellschaft für Forschung im Bereich elektrischer Energie (EPE)¹⁷⁶ unterstützt das MME bei der Erfüllung seiner Aufgaben, indem sie alle notwendigen Studien im Bereich des Energiesektors durchführt. In diesem Sinne ist sie ebenfalls an der Vorbereitung der Stromauktionen beteiligt.

¹⁶⁷ Sie legt die praktischen Abläufe des Stromsektors fest, erlässt die erforderlichen Genehmigungsentscheidungen und fungiert als Streitschlichtungsstelle. Zu den einzelnen Zuständigkeiten siehe Art. 3° Lei N° 9.427/1996.

¹⁶⁸ Campos, *Direito de Energia Elétrica*, S. 44.

¹⁶⁹ Zu den einzelnen Zuständigkeiten siehe Art. 3° Lei N° 9.427/1996.

¹⁷⁰ Art. 20 Decreto 5.163/04.

¹⁷¹ Auf Portugiesisch: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

¹⁷² Siehe unter § 6A.IV auf S. 24.

¹⁷³ Siehe Art. 2° § 8° Lei N° 10.848/2004.

¹⁷⁴ Siehe zu den Reserveenergieauktionen unter § 7A.II.1 auf S. 34 ff.

¹⁷⁵ Auf Portugiesisch: Operador Nacional do Sistema (ONS). Siehe zu den Zuständigkeiten des ONS Art. 13 ff. Gesetz N° 9.648/1998.

¹⁷⁶ Auf Portugiesisch: Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

B. Deutschland

Die EEG-Ausschreibungen spielen in Deutschland eine weniger zentrale Rolle als die Stromauktionen in Brasilien. Sie dienen ausschließlich der Förderung der erneuerbaren Energien und stellen ein zusätzliches Element neben dem ansonsten weitgehend ohne regulatorische Beschränkungen funktionierenden Energy-only-Markt in Deutschland dar.¹⁷⁷ Die Preise bilden sich an den Börsen sowie im außerbörslichen Handel durch das freie Spiel von Angebot und Nachfrage.¹⁷⁸

Die Versorgungssicherheit wird über das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem gewährleistet.¹⁷⁹ Der Bilanzkreis ist ein vertragliches Konstrukt, das aus seinen Einspeise- wie Entnahmestellen, einem Bilanzkreisverantwortlichen und einem Bilanzkreiskoordinator besteht. Es stellt das bilanzielle Gegenstück zum physikalischen Netzsystem dar.¹⁸⁰ Alle Einspeise- und Entnahmestellen sind einem Bilanzkreis zugeordnet.¹⁸¹ Zielsetzung ist eine ausgeglichene Leistungsbilanz aller Einspeisungen und Entnahmen innerhalb jedes Bilanzkreises in jeder Viertelstunde.¹⁸² Dafür meldet der Bilanzkreisverantwortliche (zumeist ein Händler oder Lieferant)¹⁸³ auf Grundlage von Last- und Erzeugungsprognosen einen ausgeglichenen Fahrplan für die Einspeisung und Entnahme von Strom innerhalb seines Bilanzkreises an. Bei unvorhergesehenen Fahrplanabweichungen greift das Ausgleichssystem. Der Übertragungsnetzbetreiber, dem der Bilanzkreis zugeordnet ist, hat dann die Pflicht zur Beschaffung der fehlenden Energie.¹⁸⁴ Der Bilanzkreisverantwortliche trägt die wirtschaftliche Verantwortung für diesen Aus-

¹⁷⁷ *Kment*, in: *Kment*, EnWG, § 1 Rn. 16. Auch die neu eingeführte Kapazitätsreserve (§ 13e EnWG) ist nicht als Kapazitätsmarkt zu verstehen, siehe dazu: *Ruttloff/Lippert*, in: *Kment*, EnWG, § 13e Rn. 3.

¹⁷⁸ § 1 Abs. 4 Nr. 1, § 1a Abs. 1 EnWG. Siehe zur Ausnahme des vortägigen oder untertägigen Spotmarkthandels bei *Säcker*, in: *BerlKommEnR* Bd. 1, Hb. 1, § 1a EnWG Rn. 4.

¹⁷⁹ § 1a Abs. 2 EnWG. Eine gute Einführung in das Bilanzkreissystem inklusive der technischen Hintergründe bietet *Günnewicht*, *Reguliertes Informationsmanagement in der Elektrizitätswirtschaft*, S. 111 ff. Siehe für eine knappere Darstellung *Britz/Herzmann*, in: *Britz/Hellermann/Hermes*, EnWG, § 20 Rn. 109 ff.

¹⁸⁰ *Kment*, in: *Kment*, EnWG, § 20 Rn. 56.

¹⁸¹ § 4 Abs. 3 S. 1 StromNZV.

¹⁸² *Kment*, in: *Kment*, EnWG, § 20 Rn. 57 ff. Diese Zielsetzung wird zu erreichen, wird insbesondere durch die Zusammenfassung einer Vielzahl an Einspeis- und Entnahmestellen innerhalb eines Bilanzkreises erleichtert, siehe *Britz/Herzmann*, in: *Britz/Hellermann/Hermes*, EnWG, § 20 Rn. 109; *Wyl et al.*, in: *Schneider/Theobald* (Hrsg.), EnWR, § 16, Rn. 410.

¹⁸³ *Wyl et al.*, in: *Schneider/Theobald* (Hrsg.), EnWR, § 16, Rn. 410.

¹⁸⁴ § 6 StromNZV. Entsteht dabei innerhalb des Regelbereichs eines Übertragungsnetzbetreibers ein Ungleichgewicht, gleicht er dieses durch den Einsatz von Regelenergie aus. Für die Beschaffung von positiver wie negativer Regelenergie besteht ein eigener Regelenergiemarkt, auf welchem Ausschreibungen stattfinden, siehe dazu *Wyl et al.*, in: *Schneider/Theobald* (Hrsg.), EnWR, § 16, Rn. 417 ff.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

gleichsvorgang, indem er für die dem Übertragungsnetzbetreiber entstehenden Kosten bei Bilanzkreisabweichungen aufkommt.¹⁸⁵

Die Kraftwerksbetreiber und Verbraucher müssen ihre Einspeisungen und Entnahmen im Rahmen des Bilanzkreissystems anmelden. Darüber hinaus steht es den Kraftwerksbetreibern jedoch grundsätzlich frei, über den Einsatz ihrer Kraftwerke selbst zu bestimmen. Eine durchgängig zentrale Kraftwerkssteuerung wie in Brasilien ist nicht vorgesehen.

Zudem müssen die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig eine Kapazitätsreserve vorhalten, um im Fall einer Gefährdung oder Störung der Versorgungssicherheit einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage sicherstellen zu können.¹⁸⁶ Die Kapazitätsreserve besteht aus Kraftwerken, die nicht am sonstigen Strommarkt teilnehmen.¹⁸⁷ Der Aufbau der Kapazitätsreserve beginnt im Winterhalbjahr 2020/2021 im Rahmen von wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren, die von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam durchgeführt werden.¹⁸⁸

Die Förderung der erneuerbaren Energien fand zunächst ohne eine Preisbildung durch Angebot und Nachfrage statt. Seit 1991 erhielten die Betreiber Erneuerbarer-Energien-Anlagen eine feste Einspeisevergütung.¹⁸⁹ Erst mit dem EEG 2012 wurde mit der Möglichkeit zur Direktvermarktung ein erstes Marktelement in die Förderung eingeführt.¹⁹⁰

Das Modell der Direktvermarktung funktioniert folgendermaßen: Die Vergütung für den ins Netz eingespeisten Strom setzt sich nun aus zwei Komponenten zusammen. Zum einen veräußert der Erzeuger seinen Strom entweder selbst oder über Direktvermarktungsunternehmen am freien Markt. Zusätzlich dazu erhält er auf Grundlage des EEG eine Marktprämie vom Netzbetreiber.¹⁹¹ Die Marktprämie ergibt sich aus der Differenz der ursprünglichen fixen Einspeisevergütung der jeweiligen Anlage („anzulegender Wert“)¹⁹² und dem durchschnittlichen Marktpreis des jeweiligen Monats.¹⁹³ Dadurch werden die Anlagenbetreiber belohnt, die ihren

¹⁸⁵ § 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV, *Kment*, in: *Kment*, EnWG, § 20 Rn. 60; *Wyl et al.*, in: *Schneider/Theobald* (Hrsg.), EnWR, § 16, Rn. 430.

¹⁸⁶ § 13e Abs. 1 S. 1 EnWG.

¹⁸⁷ *Ruttloff/Lippert*, in: *Kment*, EnWG, § 13e Rn. 2. Hierin liegt der Unterschied zu einem Kapazitätsmarkt.

¹⁸⁸ § 6 KapResV.

¹⁸⁹ Siehe zur historischen Entwicklung vom StromEinspG hin zu den verschiedenen Fassungen des EEG bei *Salje*, EEG, Einführung Rn. 23 ff.

¹⁹⁰ Siehe zu dem ersten Anlauf der Direktvermarktung bereits im EEG 2019 bei *Hennig/Bredow/Valentin*, in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus* EEG, § 3 EEG Rn. 93 f.

¹⁹¹ §§ 33a ff. EEG 2012 bzw. § 19 ff. EEG 2017.

¹⁹² § 3 Nr. 3 EEG 2017.

¹⁹³ Siehe zur Funktionsweise im Einzelnen bei: *Wustlich/Müller*, ZNER 2011, 380.

Strom zu besonders hohen Marktpreisen und dementsprechend zu Zeiten hoher Nachfrage veräußern. Denn vermarktet der Anlagenbetreiber seinen Strom zum durchschnittlichen Marktpreis, erhält er durch die Marktprämie im Ergebnis dieselbe Förderung wie nach dem alten Einspeisemodell. Gelingt es ihm jedoch, seinen Strom oberhalb des durchschnittlichen Marktpreises zu veräußern, erhält er eine höhere Vergütung als nach dem alten Modell. Dieser Anreiz soll zu marktkonformerem Verhalten der Anlagenbetreiber führen, die zuvor mit der festen Einspeisevergütung unabhängig von den Preissignalen des Marktes agieren konnten.¹⁹⁴

Mit dem EEG 2014 wurde die Direktvermarktung vom fakultativen zum grundsätzlich vorgeschriebenen Fördermodell.¹⁹⁵ Die Einspeisevergütung wird seitdem nur noch ausnahmsweise gewährt.¹⁹⁶ Da aber auch bei diesem Fördermodell der anzulegende Wert vom Gesetzgeber vorgegeben wurde, hing die Höhe der Förderung im Wesentlichen weiterhin von dessen Einschätzung des Förderbedarfs der einzelnen Technologien ab. Um auch diese Aufgabe vom Gesetzgeber auf den Markt zu übertragen wurden mit dem EEG 2017 flächendeckend Ausschreibungen zur Bestimmung des anzulegenden Werts eingeführt.¹⁹⁷ Den EEG-Ausschreibungen kommen im Rahmen der deutschen Strommarktregulierung folglich zwei Funktionen zu. Sie bestimmen die Höhe der zusätzlich zum Marktpreis gezahlten EEG-Förderung und sie treffen die Auswahl der Förderberechtigten

¹⁹⁴ Lüdemann/Ortmann, EnWZ 2014, 387.

¹⁹⁵ Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 100 kW erhalten weiterhin eine fixe Einspeisevergütung, siehe § 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017.

¹⁹⁶ §§ 37 ff. EEG 2014 bzw. § 21 Abs. 1 EEG 2017.

¹⁹⁷ Siehe zu den unionsrechtlichen Hintergründen der Einführung der Direktvermarktung und der Ausschreibungen unter § 13A.I auf S. 146 ff. Ausnahmsweise können Windkraftanlagen an Land und Solaranlagen bis zu einer installierten Leistung von 750 kW und Biomasseanlagen bis zu einer installierten Leistung von 150 kW weiterhin eine gesetzlich festgelegte Marktprämie erhalten, siehe § 22 Abs. 2-4 EEG 2017.

§ 7 Überblick über die Auktionsdesigns in Brasilien und Deutschland

Die nachfolgenden Abschnitte geben einen Überblick über die wesentlichen Elemente des brasilianischen und deutschen Auktionsdesigns. Zunächst werden die Regelungen zur Erreichung eines effizienten und effektiven Kapazitätsausbaus beschrieben (A.). Daran schließt sich die Darstellung der übrigen Elemente des Auktionsdesigns zur Erreichung sekundärer Zielsetzungen oder zur Minimierung von Zielkonflikten an (B.).

A. Effizienter und effektiver Ausbau der Erzeugungskapazitäten

I. Auktionsgegenstand

1. Brasilien: langfristige Lieferverträge

Auktionsgegenstand sind in Brasilien (zumeist langfristige) Lieferverträge zwischen Betreibern und Stromversorgungsunternehmen. Sie werden als Musterverträge von der Stromregulierungsbehörde ANEEL vorgegeben. In der Regel handelt es sich um langfristige Verträge.¹⁹⁸ Die Vertragsparteien verfügen über keine Dispositionsfreiheit hinsichtlich des Vertragsinhalts. Es gibt zwei verschiedene Vertragstypen, die sich in erster Linie hinsichtlich der Lieferverpflichtung unterscheiden.

Bei den Mengenverträgen¹⁹⁹ sind die Erzeuger verpflichtet, eine bestimmte Menge Strom zu liefern. Dafür erhalten sie eine pauschale Vergütung. Gelingt es ihnen aufgrund der zentralen Kraftwerkssteuerung nicht, ihre vertragliche Verpflichtung zu erfüllen, müssen sie entweder auf dem freien Marktsegment zusätzlichen Strom erwerben oder es greift der Ausgleichsmechanismus und ihnen wird der Spotmarktpreis von der CCEE in Rechnung gestellt.²⁰⁰ In Brasilien wird dieses Risiko auch als „hydrologisches Risiko“²⁰¹ bezeichnet, da die Entscheidung über die zentrale Zu- und Abschaltung der Kraftwerke maßgeblich von den Wasserständen in den Stauseen abhängt.²⁰²

¹⁹⁸ Die Vertragslaufzeiten liegen bei 15 bis 30 Jahren. Nur bei den Auktionen für Bestandsanlagen gibt es wesentlich kürzere Vertragslaufzeiten.

¹⁹⁹ Aur Portugiesisch: Contrato de Quantidade de Energia. Siehe Art. 28 Abs. 1 Dekret N° 5.163/2004.

²⁰⁰ Siehe zum Ausgleichsmechanismus unter § 6A.IV auf S. 24.

²⁰¹ Riso hidrológico, siehe Art. 2° § 1° Lei N° 10.848/04.

²⁰² *Bezerra et al.*, in: Landau/Pacheco, Adriane Cristina Spicciati (Hrsg.), *Direito de Energia* - Tomo II, S. 65 f.

Bei den Verfügbarkeitsverträgen²⁰³ hingegen sind die Erzeuger nur verpflichtet, die Anlage zu errichten und betriebsbereit zu halten. Wie bei den Mengenverträgen unterliegt die Anlage der zentralen Kraftwerkssteuerung durch den ONS. Es handelt sich also nicht um die Vorhaltung zusätzlicher Erzeugungskapazitäten für den Fall von Engpässen. Bei den Verfügbarkeitsverträgen erhalten die Erzeuger eine pauschale Vergütung für die Investitions- und Fixkosten sowie eine variable Vergütung für die variablen Betriebskosten je nach Einsatz der Anlage. Theoretisch sollte es für den Kraftwerksbetreiber also unerheblich sein, wie sehr seine Anlage vom ONS eingesetzt wird.²⁰⁴ Daher wird dieser Vertragstyp auch als Mietmodell bezeichnet.²⁰⁵ Verbrauchen die Stromversorgungsunternehmen mehr Strom als aufgrund der hydrologischen Verhältnisse²⁰⁶ von den von ihnen gemieteten Anlagen erzeugt wurde, müssen sie an kurzfristigen Ausgleichsauctionen²⁰⁷ teilnehmen. Anderenfalls wird ihnen der kalkulierte Spotmarktpreis in Rechnung gestellt. Daher tragen die Stromversorgungsunternehmen bei diesen Verträgen das „hydrologische Risiko“ einer zu geringen Stromerzeugung.

Die Vertragsart kann von den Behörden von Auktion zu Auktion sowie innerhalb einer Auktion auch von Technologie zu Technologie variiert werden.²⁰⁸ Die Mengenverträge werden typischerweise für große Wasserkraftwerke eingesetzt. Verbrennungskraftwerke erhalten in der Regel Verfügbarkeitsverträge. Bei Windkraft- und Solaranlagen hängt der Vertragstyp von der Auktionsart ab.²⁰⁹ Bei Auktionen zu Deckung des allgemeinen Strombedarfs erhalten sie Verfügbarkeitsverträge und bei den Reserveenergieauktionen erhalten sie Mengenverträge.²¹⁰ Für Windkraft- und Solaranlagen spielt die Verteilung des hydrologischen Risikos aus zwei Gründen aber eine untergeordnete Rolle. Zum einen werden sie vom ONS immer

²⁰³ Auf Portugiesisch: Contrato de Disponibilidade de Energia. Siehe Art. 28 Abs. 2 Dekret N° 5.163/2004.

²⁰⁴ *Bezerra et al.*, in: Landau/Pacheco, Adriane Cristina Spicciati (Hrsg.), *Direito de Energia - Tomo II*, S. 63. Praktisch ist der Einsatz nur unerheblich, wenn die variable Vergütung auch den tatsächlichen variablen Kosten entspricht. Die Berechnung der variablen Kosten erfolgt anhand des CVU-Werts. Siehe zu diesem Parameter: Fn. 131).

²⁰⁵ *Rego*, *Proposta de Aperfeiçoamento*, 2012, S. 83; *Bezerra et al.*, in: Landau/Pacheco, Adriane Cristina Spicciati (Hrsg.), *Direito de Energia - Tomo II*, S. 75.

²⁰⁶ Siehe zum Einfluss der hydrologischen Verhältnisse auf die zentrale Steuerung der Kraftwerke unter § 6A.III auf S. 21 ff.

²⁰⁷ Siehe hierzu unter § 7A.II.1 auf S. 34 ff.

²⁰⁸ In den einzelnen Technologiegruppen ist für alle Technologien dieselbe Vertragsart vorgesehen. In Einzelheiten können sich die Musterverträge trotzdem von Technologie zu Technologie unterscheiden.

²⁰⁹ Bei Auktionen zu Deckung des allgemeinen Strombedarfs erhalten sie Verfügbarkeitsverträge und bei den Reserveenergieauktionen erhalten sie Mengenverträge. Siehe zu den Auktionsarten nachfolgend § 7A.II.1 auf S. 34 ff.

²¹⁰ Siehe zu den Auktionsarten nachfolgend § 7A.II.1 auf S. 34 ff.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

eingesetzt, wenn ausreichend Wind bzw. Sonne zur Verfügung steht²¹¹ und zum anderen sind in ihren Verträgen spezielle Risikotragungsklauseln aufgrund der Schwankungen bei den Wind- und Strahlungsverhältnissen vorgesehen.²¹²

2. Deutschland: Zahlungsberechtigung

Auktionsgegenstand nach dem EEG 2017 ist die Berechtigung, gegenüber dem Netzbetreiber für den eingespeisten Strom eine Vergütung in Höhe der Marktprämie der jeweiligen Anlage zu verlangen.²¹³ Die Förderdauer beträgt 20 Jahre.²¹⁴

II. Auktionsarten

1. Brasilien

Da in Brasilien ein Großteil der Stromvermarktung im Rahmen der staatlich organisierten Stromauktionen stattfindet, gibt es verschiedene Auktionstypen, die je nach Bedarf eingesetzt werden. Dabei existiert kein rechtsverbindlicher Plan, wann welche der fünf Auktionstypen zum Einsatz kommen.²¹⁵ Auch das Ausschreibungsvolumen wird nicht im Vorfeld bekannt gegeben. Zudem kann das Auktionsdesign von den brasilianischen Behörden von Auktion zu Auktion ohne Durchführung eines Gesetzgebungsverfahrens grundlegend geändert werden.²¹⁶

Die Auktionen zur Deckung des allgemeinen Strombedarfs (LEN-Auktionen)²¹⁷ sind die zentrale Auktionsart für den Ausbau neuer Kraftwerkskapazitäten. Im Zeitraum zwischen 2005 und 2018 wurde 72 % der Kapazität von Neuanlagen im Rahmen von LEN-Auktionen bezuschlagt.²¹⁸ Ursprünglich war geplant, je eine LEN-Auktion mit langer und eine mit kurzer Realisierungsfrist durchzuführen.²¹⁹ Aus verschiedenen Gründen ist dieser ursprüngliche Plan nicht immer eingehalten worden.²²⁰ Bei den LEN-Auktionen besteht keine grundsätzliche Einschränkung hinsichtlich der eingesetzten Technologien. Die tatsächlich zugelassenen

²¹¹ Siehe § 6A.III auf S. 21.

²¹² Siehe für Windkraftanlagen unter § 12C.III.3.b) auf S. 95.

²¹³ Bis zum EEG 2017 verwendete der Gesetzgeber den Begriff der Förderberechtigung anstatt der Zahlungsberechtigung, siehe dazu *Salje*, EEG, Vorbemerkungen vor §§ 28 ff. Rn. 31.

²¹⁴ § 25 EEG 2017

²¹⁵ Siehe zur Fragestellung der fehlenden Planungssicherheit unter § 12D.II auf S. 142.

²¹⁶ Insbesondere hinsichtlich der Zulassung der verschiedenen Technologien wird hiervon in großem Umfang Gebrauch gemacht, siehe § 12C.I auf S. 85 ff.

²¹⁷ Auf Portugiesisch: Leilão de Energia Nova (LEN). Siehe Art. 19 § 1° Abs. 1 Dekret N° MME 5.163/2004.

²¹⁸ Eigene Auswertung der unter § 12A auf S. 71 ff.

²¹⁹ Die lange Vorlaufzeit betrug bis 2018 fünf Jahre und die kurze drei Jahre. Seit 2018 ist jeweils ein Jahr Vorlaufzeit hinzugekommen.

²²⁰ Siehe zum Turnus der durchgeführten Auktionen unter § 12D.II auf S. 142.

Technologien variieren jedoch von Auktion zu Auktion stark.²²¹ Die Vertragslaufzeit beträgt zwischen 15 und 30 Jahren.

Die Auktionsart mit dem zweithöchsten Ausschreibungsvolumen für Neuanlagen sind die Auktionen für strukturbedeutsame Wasserkraftwerke (UHE-Auktionen).²²² Die Projekte werden zuvor von Behördenseite genau vorgegeben. Bisher gab es drei dieser Auktionen, bei denen 15 % der zwischen 2005 und 2018 versteigerten Kapazität gehandelt wurde.

Zudem werden seit 2008 Reserveenergieauktionen (LER-Auktionen)²²³ durchgeführt. Zwischen 2005 und 2018 entfielen 11 % der bezuschlagten Kapazität für Neuanlagen auf diese Auktionsform. Die in den LER-Auktionen bezuschlagten Anlagen unterliegen in gleicher Weise wie andere Anlagen der zentralen Kraftwerkssteuerung durch den ONS.²²⁴ Ihre Reservefunktion erhalten sie dadurch, dass die CCEE und nicht die Stromversorgungsunternehmen Vertragspartner bei den Auktionen ist. Da die CCEE den erworbenen Strom nicht selbst verbraucht, sondern für den Ausgleichsmechanismus²²⁵ verwendet, stehen dem ONS mehr Kapazitäten zur Verfügung, als über die Stromlieferverträge auf den regulierten und freien Marktsegmenten in Brasilien abgedeckt wird. Das erhöht die Versorgungssicherheit.²²⁶

Dementsprechend wird das Ausschreibungsvolumen der LER-Auktionen nicht aufgrund der Bedarfserklärungen der Stromversorgungsunternehmen berechnet, sondern vom MME vorgegeben. Welches Kriterium das MME zur Ermittlung der zu versteigernden Kapazitäten heranzieht, geht aus den gesetzlichen Regelungen nicht hervor.²²⁷

Die der CCEE durch die Reserveenergieauktionen entstehenden Kosten werden auf die Stromkunden beider Marktsegmente umgelegt. Daher eignen sich die Reserveenergieauktionen besonders zur Förderung einzelner Technologien. Indem nur bestimmte Technologien zu den Reserveenergieauktionen zugelassen wer-

²²¹ Siehe die Tabelle 2 auf S. 88.

²²² Auf Portugiesisch: Usina Hidrelétrica. Siehe Art. 19 § 1° Abs. 4 Dekret N° 5.163/2004.

²²³ Auf Portugiesisch: Leilão de Energia de Reserva. Siehe Dekret N° 6.353/2008.

²²⁴ Es handelt sich also nicht um die Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten, die subsidiär hinzugeschaltet werden, wenn ein Energieknappheit besteht.

²²⁵ Siehe unter § 6A.IV auf S. 24.

²²⁶ Siehe zu möglichen Problemen mit der Versorgungssicherheit bei: Instituto Acende Brasil, *Leilões no Setor Elétrico Brasileiro*, 2012, S. 38.

²²⁷ Instituto Acende Brasil, *Leilões no Setor Elétrico Brasileiro*, 2012, S. 38.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

den, kann das MME den Strommix beeinflussen und die Kosten hierfür auf alle Stromkunden verteilen.²²⁸

Eine in der Praxis untergeordnete Rolle spielen die Auktionen zur Förderung alternativer Energieträger (LFA-Auktionen).²²⁹ Bisher haben drei LFA-Auktionen stattgefunden. Sie machen 2 % der zwischen 2005 und 2018 bezuschlagten Kapazität von Neuanlagen aus. Auktionsgegenstand sind ebenfalls langfristige Stromlieferverträge. Zu den LFA-Auktionen werden jedoch ausschließlich Windkraft-, Solar-, Biomasse- und kleine Wasserkraftanlagen zugelassen. Da die im Vergleich zu den LEN-Auktionen höheren Kosten von den Stromversorgungsunternehmen nur an die kleinen und mittleren Verbraucher weitergegeben werden, müssen sich die großen Verbraucher auf dem anderen Marktsegment nicht an den Kosten beteiligen. Daher eignen sich die LER-Auktionen besser zur Förderung bestimmter Technologien.

Zudem gibt es zwei Auktionsarten für Bestandsanlagen. Die allgemeinen Auktionen für Bestandsanlagen (LEE-Auktionen)²³⁰ haben eine Vorlaufzeit von 1 bis 5 Jahren und eine Vertragslaufzeit von 3 bis 15 Jahren. Sie dienen dazu auch den Bestandsanlagen Zugang zum regulierten Marktsegment zu bieten. Zudem werden kurzfristige Ausgleichsauktionen (Leilões de Reajuste)²³¹ durchgeführt. Sie geben den Stromversorgungsunternehmen die Möglichkeit, kurzfristig auf steigenden Strombedarf zu reagieren. Die Vorlaufzeit beträgt maximal 4 Monate vor Lieferbeginn und die Vertragslaufzeit darf 2 Jahre nicht überschreiten.²³²

2. Deutschland

Von staatlicher Seite werden in Deutschland Auktionen ausschließlich zur Ermittlung der Förderhöhe und der Förderberechtigten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eingesetzt.²³³ Dementsprechend gibt es wesentlich weniger Auktionsarten als in Brasilien. Die Auktionsarten des EEG 2017 unterscheiden sich in erster Linie hinsichtlich der zugelassenen Technologien. Grundsätzlich werden technologiespezifische Ausschreibungen für Windkraft an Land, Windkraft zur See, Biomasse und Solarenergie durchgeführt. Hinzu treten in kleinerem Um-

²²⁸ Siehe zur Rolle der Reserveenergieauktionen zur Förderung von Windkraft- und Solaranlagen unter § 12C.III.3.c) auf S. 98 ff. Siehe zur Kostenverteilung Art. 2° § 3° Lei N° 10.848/04.

²²⁹ Auf Portugiesisch: Leilão de Fontes Alternativas. Siehe Art. 19 § 1° Abs. 3 Dekret 5.163/2004.

²³⁰ Auf Portugiesisch: Leilões de Energia Existente. Siehe zur Rechtsgrundlage Art. 19 § 1° Abs. 2 Dekret N° 5.163/2004.

²³¹ Siehe Art. 26, 32 Decreto N° 5.163/04.

²³² Art. 2° § 3° Lei N° 10.848/04.

²³³ Darüber hinaus führen die Übertragungsnetzbetreiber Ausschreibungen zur Beschaffung der erforderlichen Regelleistung durch, siehe § 6 Abs. 1 StromNZV.

fang technologieübergreifende Ausschreibungen für Windkraft an Land und Solarenergie sowie Innovationsausschreibungen.²³⁴

III. Gebots- und Zuschlagsverfahren

Die Ausgestaltung des Gebots- und Zuschlagsverfahrens wird erster Linie genutzt, um möglichst niedrige Auktionspreise zu erreichen. Zudem können Bedingungen geschaffen werden, die Wettbewerbsabsprachen erschweren.²³⁵

1. Brasilien

a) Gebotsverfahren von 2005 bis 2016

Vor Beginn der Auktionen werden in Brasilien Technologiegruppen festgelegt. Eine direkte Konkurrenz um die Zuschläge anhand der abgegebenen Gebote besteht nur innerhalb dieser Gruppen. Das bedeutet, dass innerhalb jeder Technologiegruppe ein eigenes Gebotsverfahren durchgeführt wird. Dieses bestand bis 2016 aus zwei Etappen.²³⁶ Die erste Etappe dient zunächst nur der Qualifikation für die zweite Etappe. Der Auktionator gibt einen Startpreis vor und die Bieter geben ein Gebot ab, in dem sie angeben, wie viel MWh pro Jahr sie zum Startpreis zu leisten bereit sind. Dabei liegt der Startpreis typischerweise so hoch, dass die Gebote das Ausschreibungsvolumen für die betreffende Technologiegruppe überschreiten. Anschließend senkt der Auktionator den Preis kontinuierlich und die Bieter können sich entscheiden, ob sie ihr Gebot zu dem reduzierten Auktionspreis aufrechterhalten. Dieser Vorgang wird wiederholt, bis die Summe der Gebote einen vom Auktionator festgelegten Wert oberhalb des Ausschreibungsvolumens der Gruppe erreicht. Die Bieter, die zu diesem Zeitpunkt noch nicht aus der Auktion ausgestiegen sind, qualifizieren sich für die zweite Etappe.²³⁷ Das in der ersten Etappe durchgeführte Gebotsverfahren nennt sich Descending Clock Auction.²³⁸

Daran schließt als zweite Etappe eine Sealed-bid Auction²³⁹ an. Bei einer solchen Auktion gibt jeder Bieter jeweils ein geheimes Gebot ab. Diese werden vom Auktionator gesammelt, ihrer Höhe nach geordnet und die niedrigsten Gebote erhalten einen Zuschlag bis das Ausschreibungsvolumen erreicht ist. Dabei gilt das

²³⁴ Siehe hierzu im Einzelnen unter § 14A auf S. 171.

²³⁵ Siehe zu den verschiedenen Gebots- und Zuschlagsverfahren *Hauser et al.*, Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell, 2014, S. 21 ff.

²³⁶ Siehe zum Ablauf Art. 3° § 3 Abs. 2 der Verordnung MME N° 14/2016.

²³⁷ Die qualifizierten Bieter sind verpflichtet, in der zweiten Etappe ein Gebot abzugeben, dass nicht höher liegen darf als der Auktionspreis der letzten Runde der ersten Etappe.

²³⁸ Siehe zum Verfahren der Descending Clock Auction in Energieauktionen bei *Cramton/Stoft*, in: IEEE (Hrsg.), Proceedings of the 40th Hawaii International Conference on System Sciences, S. 7.

²³⁹ Siehe zu den Eigenschaften der Sealed-Bid Auction bei *Klemperer*, J. Econ. Perspect. 16 (2002), 169, 179.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Pay-as-bid Verfahren. Das bedeutet, dass die spätere Vergütung der Höhe des jeweils abgegeben Gebots entspricht.²⁴⁰

Die Kombination aus beiden Auktionsarten wird als Hybridauktion oder auch als Anglo-Dutch Auction bezeichnet. Sie soll die Vorteile beider Auktionsarten miteinander kombinieren.²⁴¹ Die Vorteile der Descending Clock Auction liegen in der Preisfindung. Durch den iterativen Prozess sollen die Bieter sich weit möglichst dem niedrigsten Preis annähern.²⁴² Dieses Verfahren ist jedoch auf Grund der Kommunikationsmöglichkeiten während des Gebotsverfahrens besonders anfällig für Wettbewerbsabsprachen. Diese zu verhindern, ist die Funktion der Sealed-Bid Auction in der zweiten Etappe.²⁴³

b) Gebotsverfahren seit 2017

Seit 2017 wird ein neues, für die spezifischen brasilianischen Anforderungen entwickeltes Gebotsverfahren durchgeführt.²⁴⁴ Das neue Gebotsverfahren besteht ebenfalls aus zwei Etappen.²⁴⁵ Die erste Etappe ist eine Sealed-bid Auction, in der die vorläufigen Gewinner ermittelt werden. Die zweite Etappe besteht aus mehreren Runden. Diejenigen, die in der ersten Etappe keinen Zuschlag erhalten haben, können nun ein noch geringeres Gebot abgeben und damit die vorläufigen Gewinner der ersten Etappe unterbieten. Um einen der vorläufigen Gewinner zu verdrängen, muss das Gebot um ein vom Auktionator bestimmten Faktor niedriger sein. Dieses Procedere wird wiederholt, bis kein vorläufiger Gewinner mehr verdrängt wird. Dieses Verfahren soll Wettbewerbsabsprachen, die nach dem vorherigen Gebotsverfahren während der ersten Etappe möglich waren, verhindern.²⁴⁶ Die Vergütung richtet sich ebenfalls nach dem Pay-as-bid Verfahren.

c) Zuschlagskriterium

Bei Mengenverträgen wird der Preis pro MWh als einziges Zuschlagskriterium herangezogen. Bei den Verfügbarkeitsverträgen ist das nicht möglich, da sich der Preis pro MWh aus der Fixkostenpauschale zuzüglich der variablen Vergütung ergibt. Der Preis pro MWh hängt im Ergebnis vom Verhältnis der beiden Vergütungselemente sowie vom tatsächlichen Einsatz im Rahmen der zentralen Kraft-

²⁴⁰ In Abgrenzung zum Pay-as-bid Verfahren gibt es das Uniform Pricing Verfahren, bei dem der Preis für alle bezuschlagten Bieter gleich ist und sich an dem letzten nicht mehr bezuschlagten Gebot orientiert. Siehe hierzu *Klemperer*, J. Econ. Perspect. 16 (2002), 169, 171.

²⁴¹ *Klemperer*, J. Econ. Perspect. 16 (2002), 169, 181 f.

²⁴² *Klemperer*, J. Econ. Perspect. 16 (2002), 169, 179.

²⁴³ *Klemperer*, J. Econ. Perspect. 16 (2002), 169, 180.

²⁴⁴ Siehe dazu bei *Hochberg/Poudineh*, Renewable Auction Design, S. 20.

²⁴⁵ Siehe Art. 3° § 3 Abs. 2 Verordnung MME N° 159/2018.

²⁴⁶ *Hochberg/Poudineh*, Renewable Auction Design, S. 20.

werkssteuerung ab. Da diese auf einer Prognose beruht, muss auch zur Berechnung eines Preises pro MWh auf eine Prognose zurückgegriffen werden.

Zur Erfüllung dieser Funktion wird in Brasilien ein Kosten-Nutzen-Index eingesetzt (ICB-Index).²⁴⁷ Bei dem Index handelt es sich um eine mathematische Formel, die sich aus mehreren Kriterien zusammensetzt und auf die gleichen Berechnungsmodelle wie die zentrale Kraftwerkssteuerung zurückgreift. Im Ergebnis gibt der Index die voraussichtlichen Kosten pro erzeugter MWh wieder. Der Index hat folglich in erster Linie die Funktion, die Gebote für Verfügbarkeitsverträge hinsichtlich ihres Preises vergleichbar zu machen.

2. Deutschland

Die EEG-Ausschreibungen sind als Sealed-bid-auctions ausgestaltet.²⁴⁸ Die Vergütung richtet sich grundsätzlich nach dem Pay-as-bid-Verfahren.²⁴⁹ Die Höhe der Förderung ergibt sich also aus dem jeweiligen Gebot.²⁵⁰ Bei Bürgerenergiegesellschaften hingegen gilt ausnahmsweise das Uniform-pricing-Verfahren. Bei diesem Verfahren erhalten alle bezuschlagten Gebote denselben anzulegenden Wert zur Berechnung der Marktprämie.²⁵¹ Dabei gilt das höchste noch bezuschlagte Gebot derselben Ausschreibung.²⁵²

IV. Gewährleistung des Wettbewerbsniveaus

Die Zielsetzung, möglichst niedrige Auktionspreise zu erzielen, ist nur unter der Bedingung eines ausreichenden Wettbewerbsniveaus zu erreichen. Ist nicht sichergestellt, dass zumindest ein Bieter keinen Zuschlag erhält, besteht kein Anreiz, dem Marktpreis entsprechende Gebote abzugeben.²⁵³ Brasilien hat im Gegensatz zu Deutschland einen Sicherheitsmechanismus etabliert, der ein bestimmtes Wettbewerbsniveau gewährleistet. Das Fehlen eines solchen Mecha-

²⁴⁷ Die Abkürzung ICB steht für Índice de Custo Benefício und lässt sich mit Kosten-Nutzen-Index übersetzen. Siehe zu seiner Berechnung: EPE, Índice Custo Benefício (ICB), 2017.

²⁴⁸ § 32 Abs. 1 EEG 2017.

²⁴⁹ § 32 Abs. 1 i.V.m. § 3 Nr. 51 EEG 2017.

²⁵⁰ Im EEG 2017 entspricht der Gebotswert bei Windkraftanlagen an Land ausnahmsweise nicht dem anzulegenden Wert. Das ergibt sich aus dem Referenzertragsmodell (§ 36h EEG 2017). Da für die Berechnung des anzulegenden Werts jedoch jedes einzelne Gebot herangezogen wird, handelt es sich auch hier um ein Pay-as-bid-Verfahren.

²⁵¹ Bei Windkraftanlagen an Land kann die Förderung aufgrund des Referenzertragsmodells (§ 36h EEG 2017) abweichend sein.

²⁵² Das gilt unabhängig davon, ob das höchste noch bezuschlagte Gebot von einer Bürgerenergiegesellschaft stammt, § 36g Abs. 5 S. 1 EEG 2017. Siehe dazu *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 87 f.

²⁵³ Siehe zu dieser Problematik das Beispiel der EEG-Ausschreibungen für Windkraft an Land unter § 14A.II auf S. 172.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

nismus hat in Deutschland bereits zu ineffizienten Auktionsergebnissen geführt und ist zudem nicht mit dem Unionsrecht vereinbar.²⁵⁴

V. Realisierungsquote

Die zweite primäre Zielsetzung von Auktionsmodellen ist die genaue Steuerung des Kapazitätsausbaus. Diese Zielsetzung ist nur unter der Bedingung zu erreichen, dass die bezuschlagten Projekte innerhalb der dafür vorgesehenen Realisierungsfrist umgesetzt werden.

Zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen schöpft das brasilianische Auktionsdesign die Bandbreite an möglichen Präqualifikationsvoraussetzungen sowie Sanktionsmechanismen fast vollständig aus.²⁵⁵ Ein zentrales Element ist die Risikoverteilung für netzanschlussbedingte Verspätungen.²⁵⁶

Die Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen ist auch ein zentrales Anliegen des deutschen Gesetzgebers. Er setzt dazu mit dem brasilianischen Auktionsmodell vergleichbare Instrumente ein.²⁵⁷ Anders als in Brasilien sind netzanschlussbedingte Verspätungen dabei jedoch bisher keine der zentralen Herausforderungen.²⁵⁸

B. Sekundäre Zielsetzungen und Minimierung von Zielkonflikten

I. Technologieoffenheit und Steuerung des Technologiemic

Bei technologieoffenen Auktionen treten mehrere Technologien in Konkurrenz zueinander. Einerseits setzt sich dadurch die günstigste Technologie durch und die Auktionspreise sinken. Andererseits verliert der Auktionator die Kontrolle über den Technologiemic. Es besteht folglich ein Zielkonflikt zwischen möglichst niedrigen Auktionspreisen und einer Steuerung des Technologiemic.²⁵⁹

In Brasilien werden sowohl technologiespezifische als auch technologieoffene Auktionen durchgeführt. Bisher war bei der Mehrzahl der durchgeführten Auktionen mehr als eine Technologie zugelassen.²⁶⁰ Da die Auktionen in Brasilien nicht nur zur Förderung erneuerbarer Energien, sondern auch zur Deckung des allgemeinen Strombedarfs eingesetzt werden, können sowohl konventionelle Anlagen

²⁵⁴ Siehe unter § 14C auf S. 187.

²⁵⁵ Siehe zur Thematik von Instrumenten zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen allgemein unter § 17 auf S. 225 ff. Siehe zu den brasilianischen Regelungen unter § 18C auf S. 235 ff.

²⁵⁶ Siehe unter § 18D.III.1 auf S. 266 ff.

²⁵⁷ Siehe hierzu die Tabelle 8 auf S. 287 und die Tabelle 9 auf S. 301.

²⁵⁸ Siehe unter § 19D.II.2 auf S. 294 ff.

²⁵⁹ Siehe zu der Thematik unter § 11 auf S. 58 ff.

²⁶⁰ Bei 30 von 43 Auktionen ist mehr als eine Technologie zugelassen worden, siehe Tabelle 2 auf S. 88.

als auch Erneuerbare-Energien-Anlagen zu den Auktionen zugelassen werden. Die Auktionen, zu denen mehr als eine Technologie zugelassen ist, weisen bisher jedoch immer dieselbe Grundstruktur auf. Zunächst werden von den zuständigen Behörden die zugelassenen Technologien bestimmt und in Technologiegruppen eingeteilt. Die Aufteilung der insgesamt zu versteigernden Leistung auf die Technologiegruppen erfolgt anhand eines mathematischen Verteilungsschlüssels und hängt unter anderem vom Umfang der pro Gruppe abgegebenen Gebote ab.²⁶¹

Deutschland hat bisher nur in sehr geringem Umfang Erfahrungen mit technologieoffenen Auktionen gesammelt. Im Grundsatz werden technologiespezifische Auktionen durchgeführt.²⁶²

II. Förderung der Akteursvielfalt

Aufgrund ihrer Professionalität sowie der Ausnutzung von Skaleneffekten besteht bei Auktionsmechanismen die Gefahr, dass große Anbieter die kleinen Anbieter aus dem Markt verdrängen. Um jedoch die Akzeptanz der Energiewende zu erhöhen, sollen auch kleine und lokale Anbieter weiterhin die Chance haben Erneuerbare-Energien-Anlagen zu realisieren.²⁶³ Daher besteht ein Zielkonflikt zwischen möglichst niedrigen Auktionspreisen und der Akteursvielfalt.

Die Förderung kleiner Akteure zählt nicht zu den Zielsetzungen der brasilianischen Strommarktregulierung. Dementsprechend sind im Auktionsdesign keine Regelungen vorgesehen, die kleinen Akteuren den Marktzugang erleichtert.²⁶⁴

In Deutschland ist die Beibehaltung der Akteursvielfalt als Zielsetzung in § 2 Abs. 3 S. 2 EEG 2017 verankert. Zur Erreichung dieser Zielsetzung konnten Bürgerenergiegesellschaften mit erleichterten Teilnahmevoraussetzungen an den Ausschreibungen teilnehmen.²⁶⁵ Die Bürgerenergiegesellschaften waren in den ersten Auktionsrunden sehr erfolgreich. Aufgrund der Ausgestaltung der Regelung konnten jedoch auch viele etablierte Projektentwickler profitieren und die Zielsetzung einer höheren Akteursvielfalt wurde verfehlt.²⁶⁶ Daher wurden die er-

²⁶¹ Siehe dazu unter § 12B.I auf S. 74 ff.

²⁶² Siehe hierzu unter § 14A auf S. 171 ff.

²⁶³ BT-Drs. 18/8860, S. 212 f.

²⁶⁴ Möglichst große Skaleneffekte durch die Teilnahme großer Projekte sind im Gegensatz zur Akteursvielfalt eine der Zielsetzungen des Auktionsdesigns, siehe: *Tolmasquim*, Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, S. 124 f.

²⁶⁵ Siehe hierzu Fn. 291.

²⁶⁶ Siehe dazu unter § 19B auf S. 283.

leichterten Teilnahmevoraussetzungen für Bürgerenergiegesellschaften bis Mitte 2020 weitgehend ausgesetzt.²⁶⁷

III. Minimierung von Systemintegrationskosten

In Abhängigkeit vom Standort und vom zeitlichen Profil der Stromerzeugung weisen Erneuerbare-Energien-Anlagen unterschiedliche Systemintegrationskosten auf.²⁶⁸ Das Auktionsdesign kann genutzt werden, um Anlagen mit niedrigen Systemintegrationskosten zu priorisieren.²⁶⁹

Das brasilianische Auktionsdesign sieht selbst keine Elemente vor, die auf die Systemintegrationskosten der Anlagen abstellen. So findet keine rechnerische Priorisierung von Anlagen statt, die aufgrund ihres Standortes oder des Zeitpunktes ihrer Stromerzeugung geringere Systemintegrationskosten aufweisen.²⁷⁰ Es findet zwar eine Kontingentierung von Zuschlägen in Regionen mit fehlenden Netzkapazitäten statt.²⁷¹ Diese berücksichtigt jedoch nicht die Kosten für den Netzausbau, sondern sorgt dafür, dass ausreichend Zeit für diesen zu Verfügung steht. Insgesamt fallen die Preissignale zur Senkung der Systemintegrationskosten im brasilianischen System sehr gering aus. Die von den Erzeugern zu zahlenden Netzentgelte variieren zwar in Abhängigkeit von der Entfernung des Kraftwerks zum nächsten Verbrauchszentrum.²⁷² Das Preissignal ist jedoch nicht stark genug, um die Standortauswahl der Erzeuger maßgeblich zu beeinflussen [Interviews: p,r,s,t,v].

In Deutschland hingegen werden verschiedene Elemente im Auktionsdesign eingesetzt, um örtliche Verteilung von Windkraftanlagen zu steuern. Zu diesen Elementen gehören Bonuszahlungen für Windkraftanlagen in Abhängigkeit von den Windverhältnissen am jeweiligen Standort,²⁷³ eine Kontingentierung von Zuschlägen in Gebieten mit besonderem Netzausbaubedarf²⁷⁴ sowie eine rechnerische Priorisierung in Abhängigkeit vom Netzausbaubedarf am Standort bei der Verga-

²⁶⁷ Das Uniform-pricing-Verfahren nach § 36g Abs. 5 EEG 2017 hat für Bürgerenergiegesellschaften weiterhin Bestand.

²⁶⁸ Siehe zum Begriff der Systemintegrationskosten und dem Verhältnis zur Frage der Technologieoffenheit unter § 11C auf S. 65 ff.

²⁶⁹ Siehe zu den Ausgestaltungsmöglichkeiten unter § 10A auf S. 52 ff.

²⁷⁰ Instituto Acende Brasil, *Leilões no Setor Elétrico Brasileiro*, 2012, S. 46.

²⁷¹ Siehe unter § 18C.III auf S. 238.

²⁷² Siehe hierzu: *Tolmasquim*, *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, S. 158.

²⁷³ Referenzertragsmodell gemäß § 36h Abs. 1 EEG 2017.

²⁷⁴ Netzausbaugebiet gemäß §§ 10 ff. EAVV.

*§ 7 Überblick über die Auktionsdesigns in Brasilien und
Deutschland*

be der Zuschläge.²⁷⁵ Eine Anreizwirkung zur Erzeugung von Strom entsprechend der zeitlichen Nachfrage wird über das Modell der Direktvermarktung erreicht.²⁷⁶

²⁷⁵ Verteilernetzkomponente gemäß § 10 GemAV.

²⁷⁶ Siehe dazu unter § 6B auf S. 31.

§ 8 Vergleichbarkeit der brasilianischen Stromauktionen und der EEG-Ausschreibungen

Für einen Rechtsvergleich geeignet sind Normkomplexe, die vergleichbare Funktionen erfüllen.²⁷⁷ Die nachfolgenden Abschnitte zeigen auf, dass eine grundsätzliche Vergleichbarkeit der Auktionsmodelle gegeben ist (A.) und dass sich insbesondere die Fragen der Technologieoffenheit und der Realisierungsquote für einen Rechtsvergleich zwischen den beiden Auktionsmodellen eigenen (B.).

A. Vergleichbarkeit der grundlegenden Funktionsweise der Auktionsmodelle

Sowohl in Brasilien als auch in Deutschland soll durch den Einsatz von Auktionen ein effizienter und effektiver Ausbau von Kraftwerkskapazitäten zur Erzeugung von Strom erreicht werden.²⁷⁸ In beiden Modellen werden projektbasierte Zuschläge erteilt, wobei die Vergütung in Abhängigkeit von der eingespeisten Leistung erfolgt. Die Verortung der Auktionen in den jeweiligen Strommarktregulierungsmodellen führt jedoch auch zu konzeptionellen Unterschieden. In Brasilien wird der Zubau aller Kraftwerkstypen bezweckt. In Deutschland hingegen soll ausschließlich der Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen gesteuert werden.

Die Bedingungen für den Ausbau konventioneller Kraftwerke sowie Erneuerbarer-Energien-Anlagen unterscheiden sich jedoch nicht so wesentlich, dass schon daran eine Vergleichbarkeit der beiden Modelle scheitert. Beide Anlagentypen erzeugen das physikalisch identische Produkt. Es muss also hinsichtlich der Qualität des erzeugten Produkts kein Unterschied gemacht werden. Zudem müssen beide Anlagentypen ans Stromnetz angeschlossen sein, um funktionsfähig zu sein. Es bestehen also vergleichbare Fragestellungen hinsichtlich der Systemintegration der Anlagen.

Zudem zeigt das brasilianische Auktionsmodell bereits, dass die unterschiedlichen Eigenschaften der Kraftwerkstypen keine unterschiedlichen Auktionsmechanismen erfordern. Dort werden zum Teil alle Kraftwerkstypen und zum Teil nur Erneuerbare-Energien-Anlagen mit demselben Auktionsmechanismus versteigert, ohne dass daraus Probleme entstehen.²⁷⁹ Die Unterschiede zwischen großen Verbrennungskraftwerken und vergleichsweise kleinen Erneuerbaren-Energien-Anlagen – beispielsweise hinsichtlich der Planungs- und Umsetzungszeit, der

²⁷⁷ Siehe zur Methode der Rechtsvergleichung unter § 2 auf S.4.

²⁷⁸ Siehe zu Brasilien § 6A.II auf S. 19 f. und für Deutschland §§ 1 Abs. 2, 2 Abs. 4 EEG 2017.

²⁷⁹ Siehe zur gemeinsamen Auktionierung verschiedener Technologien im brasilianischen Modell unter § 12B.I auf S. 74 ff.

Amortisationszeit sowie bei der Standortauswahl – können über Anpassungen innerhalb des Auktionsdesign berücksichtigt werden. Der generelle Auktionsmechanismus bleibt derselbe. Der brasilianische Auktionsmechanismus unterscheidet sich in seiner grundsätzlichen Funktion aufgrund der Zulassung konventioneller Kraftwerke also nicht so weit von den EEG-Ausschreibungen, dass eine Vergleichbarkeit ausgeschlossen wäre.

Der zweite wesentliche Unterschied, der sich aus der Strommarktregulierung ergibt, ist der Auktionsgegenstand. In Brasilien werden langfristige Stromlieferverträge versteigert. Sie sind die einzige Einnahmequelle der Erzeuger für den in der Anlage produzierten Strom. In Deutschland hingegen sind langfristige Förderberechtigungen Auktionsgegenstand. Die Förderberechtigungen stellen neben den Einnahmen aus der Direktvermarktung lediglich eine zusätzliche Vergütung dar.²⁸⁰

Es stellt sich daher die Frage, ob sich aufgrund des unterschiedlichen Auktionsgegenstandes die wirtschaftlichen Bedingungen zur Erreichung eines effizienten und effektiven Kapazitätsausbaus so weit unterscheiden, dass eine Vergleichbarkeit nicht mehr gegeben ist.

Aus der Perspektive der Gesetzgeber besteht hinsichtlich der grundsätzlichen Funktionsweise der Auktionen kein wesentlicher Unterschied aufgrund der unterschiedlichen Auktionsgegenstände. In beiden Fällen soll der Preis so niedrig wie möglich sein, um die Endverbraucher nicht zu stark zu belasten und in beiden Rechtsordnungen hängt die Erreichung der Ausbauziele von der Realisierungsquote der bezuschlagten Anlagen ab.

Aus der Perspektive der Erzeuger macht es ebenfalls keinen relevanten Unterschied, ob sie in Konkurrenz zu anderen Anbietern um Stromlieferverträge oder ergänzende Förderberechtigungen treten. In beiden Fällen hängt die Möglichkeit, rentabel eine entsprechende Anlage zu betreiben von dem Zuschlag ab. In Deutschland sind die Bedingungen zur Erzielung von Einnahmen aus der Direktvermarktung für alle Auktionsteilnehmer dieselben. Daher findet der Preiskampf um die Zuschläge wie in Brasilien innerhalb der Auktionen statt.

In beiden Auktionsmodellen besteht ein ähnliches Verhältnis zwischen Gesetzgeber und Normadressaten. Der Staat versucht über den Auktionsmechanismus den Ausbau von Kraftwerkskapazitäten zu möglichst geringen Preisen zu erreichen. Dabei trifft er auf Normadressaten, die in erster Linie ein wirtschaftliches Interesse an der Auktionsteilnahme verfolgen. Der Gesetzgeber kann das Verhalten der

²⁸⁰ Siehe dazu unter § 6B auf S. 29.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Normadressaten daher entsprechend seiner Zielsetzungen durch finanzielle Anreizstrukturen steuern. Nachfolgend wird erläutert, bei welchen Zielsetzungen eine ausreichende Übereinstimmung zwischen deutschem und brasilianischem Auktionsdesign besteht, um einen gewinnbringenden Rechtsvergleich durchzuführen.

B. Vergleichbarkeit der einzelnen Elemente des Auktionsdesigns

Aufgrund der unionsrechtlichen Vorgaben der neuen EE-RL 2018 sind die Thematiken der Technologieoffenheit sowie der Gewährleistung eines ausreichenden Wettbewerbsniveaus zentrale Fragestellungen für die zukünftige Entwicklung der EEG-Ausschreibungen. Noch sind die technologiespezifischen Ausschreibungen in Deutschland mit den unionsrechtlichen Vorgaben vereinbar.²⁸¹ Im Grundsatz sieht die EE-RL für die Zukunft jedoch technologieoffene Ausschreibungen vor. Beim Wettbewerbsniveau der Ausschreibungen für Windkraft an Land sowie für Biomasse besteht hingegen schon jetzt dringender Reformbedarf.²⁸² Der Rechtsvergleich mit den brasilianischen Regelungen bietet sich hier in besonderer Weise an, da in den letzten zehn Jahren bereits verschiedene innovative Lösungsansätze sowohl hinsichtlich der Technologieoffenheit als auch der Gewährleistung eines ausreichenden Wettbewerbsniveaus eingesetzt wurden.²⁸³

Die Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen ist der zweite für einen Rechtsvergleich besonders geeignete Aspekt des brasilianischen Auktionsdesigns. Denn der Erfolg jedes Auktionsmodells zum Ausbau von Erzeugungskapazitäten hängt von der Realisierungsquote der bezuschlagten Projekte ab. In Deutschland ist bisher noch nicht absehbar, wie sich diese Realisierungsquote entwickeln wird.²⁸⁴ Bisher fehlen die praktischen Erfahrungen zur Funktionsweise der im EEG 2017 vorgesehenen Regelungen. Brasilien hingegen hat bereits eine Vielzahl positiver wie negativer Erfahrungen hinsichtlich der Realisierungsquote gemacht und dabei vergleichbare Regelungen eingesetzt wie sie im EEG 2017 vorgesehen sind.²⁸⁵ Daher analysiert diese Arbeit, inwiefern sich die aus der Analyse des brasilianischen Systems gewonnenen Erkenntnisse auf die EEG-Ausschreibungen übertragen lassen.

Zwei weitere Fragestellungen, die ihm Zusammenhang mit den EEG-Ausschreibungen häufig thematisiert werden, finden hingegen keine Entspre-

²⁸¹ Siehe unter § 13B.III auf S. 162.

²⁸² Siehe unter § 14C auf S. 187.

²⁸³ Siehe zu den Ergebnissen dieses Rechtsvergleichs unter § 15 auf S. 188 ff.

²⁸⁴ Siehe unter § 18C.I auf S. 235 f.

²⁸⁵ Siehe zu den Präqualifikationsvoraussetzungen unter § 19C auf S. 284 und zu den Sanktionsmechanismen unter § 19D.I auf S. 288.

chung im brasilianischen Auktionsdesign. Dieses sieht weder Regelungen zur Minimierung der Systemintegrationskosten noch zur Gewährleistung einer hohen Akteursvielfalt vor. Diese beiden Zielsetzungen spielen dort bisher keine relevante Rolle. Dementsprechend lassen sich hier keine Erkenntnisse für die EEG-Ausschreibungen gewinnen.

Ferner ist die Verhinderung von Wettbewerbsabsprachen eine der zentralen Zielsetzungen des brasilianischen Auktionsdesign. Das spiegelt sich sowohl im Gebotsverfahren als auch in den Geheimhaltungsvorschriften wieder. Das aufwendige und vergleichsweise unübersichtliche Gebotsverfahren sowie die strengen Geheimhaltungsvorschriften verkleinern jedoch die Planungssicherheit bzw. erschweren den Rechtsschutz.²⁸⁶ Eine Übertragung dieser Regelungen auf die EEG-Ausschreibungen, wäre daher nur zweckmäßig, wenn tatsächlich ein entsprechender Bedarf bestünde. Bisher sind Wettbewerbsabsprachen bei den EEG-Ausschreibungen nicht als relevantes Problem diskutiert worden. Daher erfolgt im Rahmen dieser Arbeit keine detaillierte Analyse der diesbezüglichen brasilianischen Regelungen. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf den Fragestellungen der Technologieoffenheit und der Realisierungsquote.

²⁸⁶ Siehe unter § 12D.II auf S. 142 bzw. unter § 12D.III auf S. 144.

2. Teil: Technologieoffenheit

§ 9 Einleitung

Eines der zentralen Spannungsfelder bei der Ausgestaltung der EEG-Ausschreibungen ist die Entscheidung über deren Technologieoffenheit. Das gilt sowohl auf rechtlicher als auch tatsächlicher Ebene.

In rechtlicher Hinsicht ergibt sich das Spannungsfeld aus dem Gegensatz des EEG 2017 zu der im Dezember 2018 verabschiedeten dritten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL 2018). Die EEG-Ausschreibungen sind im Grundsatz technologiespezifisch ausgestaltet, wohingegen die EE-RL 2018 grundsätzlich technologieoffene Ausschreibungen der Fördermittel vorschreibt. In diesem Kapitel wird untersucht, inwiefern die innovativen Lösungsansätze des brasilianischen Auktionsdesigns zur Auflösung dieses Gegensatzes beitragen können.

Auf tatsächlicher Ebene ist die Entscheidung über die technologieoffene bzw. technologiespezifische Ausgestaltung der Auktionen ebenfalls von großer Relevanz. Denn sie ist sowohl für die Förderkosten als auch für die Erreichung der Ausbauziele entscheidend.

Bei technologiespezifischen Auktionen wird eine separate Auktion pro Technologie durchgeführt. Dadurch steht bereits im Vorfeld fest, wie groß der Anteil an der insgesamt zu versteigernden Leistung pro Technologie sein wird. Bei technologieoffenen Auktionen hingegen konkurrieren die Bieter der verschiedenen Technologien miteinander um die Zuschläge. Die Entscheidung über den Technologiemitmix wird dem Markt überlassen. Zudem gibt es eine Vielzahl von Mischmodellen, die einen Kompromiss zwischen vollständig technologieoffenen und vollständig technologiespezifischen Auktionen herstellen. Die Grundfrage bei der Ausgestaltung der Auktionen besteht darin, inwieweit der Markt oder der Staat über den Technologiemitmix entscheidet.

In der Vergangenheit haben sich die Gesetzgeber in den meisten Fällen für technologiespezifische Auktionen entschieden.²⁸⁷ In letzter Zeit lässt sich jedoch eine Tendenz zur Öffnung der Auktionen für mehrere Technologien erkennen.²⁸⁸ So

²⁸⁷ Siehe *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 7; REN21, Renewables 2017 Global Status Report, 2017, S. 206; *Wigand et al.*, Auctions for Renewable Energy, 2016, S. 7; *Förster/Amazo*, Auctions in Brazil, 2016, S. 7; *del Río et al.*, Design Elements, 2015, S. 35; *Ferroukhi et al.*, A Guide to Design, 2015, Chapter 2, S. 27.

²⁸⁸ *Ehrhart et al.*, Discrimination in Auctions, 2017, S. 4.

haben Kalifornien, Spanien, Mexiko, Chile, Großbritannien und die Niederlande bereits erste Erfahrungen mit technologieoffenen Auktionen gemacht.²⁸⁹

Auf europäischer Ebene besteht ein grundlegender Interessenkonflikt zwischen der Europäischen Union und den Mitgliedstaaten. Denn zur Verwirklichung des Binnenmarktes präferiert die Union möglichst technologieoffene Ausschreibungen, bei denen der Markt über die Zusammensetzung des Technologiemicx entscheidet. Diese Präferenz hat sich in der EE-RL 2018 niedergeschlagen. Demgegenüber legt Deutschland Wert darauf, den Technologiemicx über technologiespezifische Ausschreibungen weitgehend selbst zu bestimmen.²⁹⁰ Über diesen rechtlichen Interessenkonflikt hinaus kämpft das deutsche Ausschreibungsmodell in der Praxis mit zu geringen Teilnehmerzahlen bei Ausschreibungen für Windenergie an Land sowie bei Biomasseanlagen. Das gefährdet die Ausbauziele und sorgt mangels Wettbewerbsdruck für ineffiziente Ausschreibungsergebnisse.

In Brasilien wurden schon verschiedene Modelle der Technologieoffenheit eingesetzt. Die Auktionsdesigns reichten von fast vollständig technologieoffen bis gänzlich technologiespezifisch. Zuletzt wurde ein Mischmodell entwickelt, das die Vorteile beider Ausgestaltungsvarianten kombinieren soll. Zudem hat Brasilien einen innovativen Lösungsansatz entwickelt, um auch bei geringen Teilnehmerzahlen die Kosteneffizienz der Auktionen zu gewährleisten und die Ausbauziele so weit wie möglich zu erreichen. Das ist im Hinblick auf die EEG-Ausschreibungen von besonderer Relevanz, da auch diese mit zu geringen Teilnehmerzahlen bei einzelnen Technologien zu kämpfen haben.

Trotzdem fehlt bisher eine detaillierte Untersuchung des brasilianischen Auktionsdesigns sowie der Auktionsergebnisse. Sowohl in der brasilianischen als auch in der internationalen Literatur geht die Analyse des brasilianischen Modells der Technologieoffenheit nicht über cursorische Darstellungen der Regelungen und der wesentlichen Ergebnisse hinaus. Dabei bietet es sich aufgrund der vielen Änderungen im brasilianischen Auktionsdesign gerade an, zu untersuchen, wie sich diese Änderungen auf die Auktionsergebnisse ausgewirkt haben. Diese Arbeit soll diese Lücke schließen.

Daher liegt ein Schwerpunkt dieses Kapitels auf der Systematisierung der Änderungen im brasilianischen Auktionsdesign sowie auf der Untersuchung der Aukti-

²⁸⁹ Siehe für weitere Informationen zu diesen Ländern die Länderberichte des Project Aures, WP4: Empirical aspects of Auctions, <http://auresproject.eu/topic/wp4-empirical-aspects-of-auctions>, (letzter Abruf: 02.09.2019).

²⁹⁰ Siehe zu den primärrechtlichen Hintergründen dieses Konflikts näher unter § 13B.IV auf S. 163 ff.

onsergebnisse. Mit Hilfe von Experteninterviews wird zudem ein Zusammenhang zwischen den vollzogenen Änderungen und den Auktionsergebnissen hergestellt. Auf dieser Grundlage erörtert dieses Kapitel, ob sich Erkenntnisse aus dem brasilianischen Regelungsmodell ableiten lassen, die dazu beitragen können, die EEG-Ausschreibungen zu optimieren.

Im ersten Schritt gibt dieses Kapitel einen Überblick über die Ausgestaltungsvarianten technologieoffener Auktionen und führt somit in den Untersuchungsgegenstand ein. Das beinhaltet die Klärung der in der Literatur durchaus unterschiedlich verwendeten Begrifflichkeiten rund um die Frage der Technologieoffenheit (§ 10.). Daran schließt sich eine Darstellung des Meinungsstandes zu Zielen und Zielkonflikten technologieoffener Auktionen an. Diese zeigt auf, dass es sich bei der Technologieoffenheit nicht um eine binäre Ja-oder-Nein Entscheidung handelt. Es existiert eine Vielzahl an Ausgestaltungsvarianten, die mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen verbunden sind (§ 11.). Die anschließende detaillierte Untersuchung der brasilianischen Auktionen von 2005 bis 2018 bestätigt mehrere der grundsätzlichen Annahmen in der Literatur zur Technologieoffenheit. Für das deutsche Ausschreibungsmodell von besonderem Interesse sind hier die innovativen Lösungsansätze des brasilianischen Modells für schwankende Teilnehmerzahlen (§ 12.). Der darauf folgende Abschnitt erörtert die unionsrechtlichen Anforderungen an die EEG-Ausschreibungen. Sie schreiben einen wettbewerblichen und im Grundsatz technologieoffenen Ausschreibungsmechanismus vor (§ 13.). Die Analyse der EEG 2017 zeigt, dass die Ausschreibungen für Windkraft an Land und für Biomasse in Folge zu geringer Teilnahme ihren wettbewerblichen Charakter verloren haben. Das ist einerseits unionsrechtswidrig und führt andererseits zu unangemessen hohen Auktionspreisen sowie zum Verfehlen der Ausbauziele (§ 14.). Im letzten Abschnitt wird auf der Grundlage des brasilianischen Auktionsdesign ein konkreter Vorschlag zur Verbesserung der EEG-Ausschreibungen entwickelt und auf seine Zweck- sowie Rechtmäßigkeit hin überprüft (§ 15.).

§ 10 Design technologieoffener Auktionen und begriffliche Klärungen

A. Ausgestaltungsvarianten technologieoffener Auktionen

Bei technologieoffenen Auktionen geht es im Kern um zwei Fragestellungen: zum einen, welche Technologien zur Auktion zugelassen werden und zum anderen, ob diese zu gleichen Bedingungen antreten oder eine Privilegierung bzw. Diskriminierung stattfindet.

Um sich detailliert mit der Thematik der Technologieoffenheit auseinandersetzen zu können, ist es zunächst sinnvoll, die unterschiedlichen Regelungen innerhalb des Auktionsdesigns mit Einfluss auf den Technologiemarkt zu unterscheiden. Dazu gehören:

- Regelungen zur Zulassung von Technologien,
- an die Technologie anknüpfende Regelungen und
- anderweitige Regelungen mit Einfluss auf den Technologiemarkt.

Diese Regelungen können innerhalb des Auktionsdesigns frei miteinander kombiniert werden. Daraus ergibt sich eine Vielzahl an möglichen Abstufungen der Technologieoffenheit. Der Gesetzgeber muss sich also nicht in einer absoluten Weise für oder gegen technologieoffene Auktionen entscheiden.

Bei der Frage der Zulassung zur Auktion steht es ihm offen, eine, mehrere oder alle Technologien zuzulassen. Zudem kann die Zahl der zugelassenen Technologien von Auktion zu Auktion variiert werden. Es ist nicht ausgeschlossen, dass technologieoffene und technologiespezifische Auktionen sich abwechseln. Es gibt folglich eine Vielzahl von Ausgestaltungsvarianten mit einem unterschiedlichen Grad an Technologieoffenheit.

Zudem besteht die Möglichkeit, über privilegierende bzw. diskriminierende Instrumente im Auktionsdesign Einfluss auf den Technologiemarkt zu nehmen. Diese können an der eingesetzten Technologie oder an anderen Faktoren wie dem Standort, dem Einspeiseverhalten der Anlage oder der Eigentümerstruktur des Bieters anknüpfen. Zu den Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemarkts gehören:

- Erleichterung von Präqualifikationsvoraussetzungen,²⁹¹

²⁹¹ Gemäß § 36 Abs. 1 EEG 2017 können Bürgerenergiegesellschaften an den Ausschreibungen für Windkraft an Land teilnehmen, ohne vorher eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung einzuholen. Diese Erleichterung der Präqualifikationsvoraussetzungen ist allerdings von Anfang 2018 bis Mitte 2020 gemäß § 104 Abs. 8 EEG 2017 ausgesetzt worden.

- „Scoring Auctions“, bei denen die Höhe der abgegebenen Gebote um einen rechnerischen Wert, der beispielsweise die zusätzlichen Systemintegrationskosten widerspiegelt, erhöht oder gesenkt wird;²⁹²
- Kontingente, die bestimmten Bietergruppen einen maximalen oder minimalen Anteil der zu versteigernden Kapazität zuweisen;²⁹³
- Bonuszahlungen, die zusätzlich zur durch die Auktion festgeschriebenen Vergütung ausbezahlt werden;²⁹⁴
- Unterschiedliche Höchstpreise für verschiedene Bietergruppen.²⁹⁵

Mit Hilfe dieser Ausgestaltungsvarianten kann ein den Erfordernissen des jeweiligen Strommarktes entsprechendes Gleichgewicht zwischen staatlicher und marktorientierter Steuerung des Auktionsergebnisses erreicht werden.

B. Begrifflichkeiten: Technologieoffenheit, Technologieneutralität und technologiespezifische Auktionen

In der Debatte um die Technologieoffenheit von Auktionen besteht keine Einigkeit über die Verwendung der einschlägigen Begrifflichkeiten. Um einen präzisen funktionalen Rechtsvergleich zwischen deutschen und brasilianischen Regelungen zu ermöglichen, erfolgt nachstehend eine begriffliche Einordnung.

Diese Einordnung beginnt mit einer Kategorisierung der verschiedenen technologieoffenen bzw. –spezifischen Auktionsarten im hermeneutischen Sinne. Daran schließt sich die Analyse der Verwendung des Begriffs in der nichtjuristischen Literatur sowie als Rechtsbegriff im brasilianischen, deutschen und europäischen Rechtskontext an. Zuletzt wird der Bedeutungsinhalt des Begriffs für den funktionalen Rechtsvergleich im Rahmen dieser Arbeit erörtert.

I. Hermeneutisches Begriffsverständnis

Wie voranstehend beschrieben,²⁹⁶ können durch die Kombination verschiedener Regelungen unterschiedliche Abstufungen von Technologieoffenheit erreicht werden. Auf hermeneutischer Ebene lassen sich dabei drei Hauptkategorien von Auktionen unterscheiden.

²⁹² Die Verteilernetzkomponente bei den gemeinsamen Ausschreibungen für Windkraft an Land und Solarenergie (§ 10 GemAV) ist ein Praxisbeispiel für eine Scoring Auction. Siehe näher dazu unter § 12B.II.2 auf S. 78.

²⁹³ So beispielsweise in Deutschland die Regelungen zum Netzausbauggebiet gem. § 10 ff. EEAV.

²⁹⁴ So beispielsweise in Deutschland die Regelung zum Referenzertragsmodell gem. § 36h Abs. 1 EEG 2017.

²⁹⁵ So beispielsweise in Deutschland die Höchstwertgebiete für Windkraftanlagen bei den gemeinsamen Ausschreibungen nach § 14 ff GemAV oder in den Niederlanden, siehe *Wigand et al.*, *Auctions for Renewable Energy*, 2016, S. 18.

²⁹⁶ Siehe unter § 10A auf S. 52 f.

Die erste Kategorie sind die vollständig technologieoffenen bzw. technologieunneutralen²⁹⁷ Auktionen. Bei ihnen werden die Gebote unabhängig von der eingesetzten Technologie abgegeben und bezuschlagt. Das bedeutet: alle Technologien sind zugelassen und können zu gleichen Bedingungen teilnehmen. Die zweite Kategorie sind die beschränkt technologieoffenen Auktionen. Bei diesen findet eine Einschränkung der Technologieoffenheit entweder durch die Begrenzung der Zulassung und/oder durch anderweitige Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemiix statt. In dieser Gruppe sind verschiedene Abstufungen der Technologieoffenheit denkbar. Die dritte Kategorie stellen technologiespezifische Auktionen dar, bei denen nur eine Technologie zugelassen ist.

II. Uneinheitliche Begriffsverwendung in der Literatur

In der nachfolgend ausgewerteten Literatur findet die Auseinandersetzung mit der Thematik der Technologieoffenheit zu einem großen Teil auf Englisch statt. Hier werden die Begriffe „technology-neutral auction“ für technologieoffene bzw. technologieunneutrale Auktion und „technology-specific auction“ für technologiespezifische Auktion verwendet. Die Begriffe „multi-technology auction“ und „discriminatory auction“ lassen sich als multi-technologische Auktion und diskriminierende Auktion übersetzen.

Auktionen, zu denen nur eine Technologie zugelassen ist, werden in der Literatur durchgängig als technologiespezifische Auktionen bezeichnet.²⁹⁸ Uneinigkeit besteht über die Kategorisierung von Auktionen mit mehr als einer zugelassenen Technologie. Dabei setzen sich die meisten Autoren der nachfolgend untersuchten Literatur nicht ausdrücklich mit der von ihnen verwendeten Begrifflichkeit auseinander.

1. Technologieoffenheit in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur

In der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur wird der Begriff der technologieoffenen Auktion unterschiedlich verstanden. Einige Autoren beschreiben Auktionen nur dann als technologieoffen, wenn alle Technologien zugelassen sind und keine anderweitigen Regelungen im Auktionsdesign Einfluss auf den Technologiemiix

²⁹⁷ Die Begriffe Technologieoffenheit und Technologieunneutralität werden im Folgenden synonym verwandt. Es wäre zwar denkbar, im Wortsinn einen Unterschied zwischen (striker) Technologieunneutralität und (weniger striker) Technologieoffenheit zu sehen; diese Unterscheidung ist jedoch nicht zwingend. Denn unter Technologieoffenheit kann ebenso wie unter Technologieunneutralität ein im Rahmen des Auktionsdesigns vollständiger Verzicht der Einflussnahme auf den Technologiemiix verstanden werden. Daher ist die nachfolgend gewählte Unterscheidung zwischen vollständiger und beschränkter Technologieoffenheit präziser.

²⁹⁸ Gawel, et al., *Energy Policy* 102 (2017), 16, 16; Santana, Paulo Henrique de Mello, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016, 1216, 1217; *Ferroukhi et al., A Guide to Design*, 2015, Chapter 1, S. 17.

nehmen.²⁹⁹ Zum Teil wird der Begriff der technologieoffenen Auktion aber auch dann verwendet, wenn zwar alle Technologien zugelassen sind, anderweitige Regelungen im Auktionsdesign den Technologiemix jedoch gezielt beeinflussen und damit den Grad der Technologieoffenheit verringern.³⁰⁰ Andere Autoren wiederum bezeichnen Auktionen schon dann als technologieoffen, wenn mehr als eine Technologie zugelassen ist.³⁰¹

Um eine trennschärfere Kategorisierung zu erreichen, wird vereinzelt der Begriff der multi-technologischen Auktion verwendet, wenn zwar nicht alle, jedoch mehrere Technologien zugelassen sind.³⁰² Dieser Begriff wird anderenorts jedoch bereits in einem abweichenden Kontext verwendet. Dort werden Auktionen, bei denen mehrere Technologien gleichzeitig versteigert werden, die Versteigerungen jedoch unabhängig voneinander sind, sodass keine Konkurrenz zwischen den Technologien besteht, als multi-technologisch beschrieben.³⁰³

2. Technologieoffenheit als Rechtsbegriff

Als Rechtsbegriff taucht die Technologieoffenheit weder in der portugiesischsprachigen Literatur zum brasilianischen Auktionsmechanismus noch in den brasilianischen Normtexten auf. Beide beschränken sich auf die Beschreibung der tatsächlichen und rechtlichen Gegebenheiten.

In der deutschen Rechtswissenschaft werden EEG-Ausschreibungen, zu denen mehr als eine Technologie zugelassen ist, bereits als technologieoffen bzw. technologieneutral bezeichnet. Dies zeigt sich zum einen im EEG 2017 selbst. Die Überschrift zum Unterabschnitt der gemeinsamen Auktionen von Windkraft und Solarenergie lautet „Technologieneutrale Ausschreibungen“.³⁰⁴ Die rechtswissenschaftliche Literatur zu den gemeinsamen Ausschreibungen nach § 39i EEG 2017 verwendet ebenfalls die Begriffe der technologieneutralen oder technologieoffenen Ausschreibungen,³⁰⁵ obwohl nur zwei Technologien zugelassen und zudem

²⁹⁹ Nach *Kreiss et al.* sei eine Auktion nur dann technologieoffen, wenn alle Technologien zugelassen sind und keine anderweitigen Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemix bestehen. Bei allen anderen Auktionen handele es sich um „discriminatory auctions“ siehe *Kreiss et al.*, Technology-neutral and Discriminatory Auctions, 2017, S. 2; sich dem wohl anschließend, aber nicht ganz eindeutig in der Begriffsverwendung *Frontier Economics*, Technologieoffenheit, 2015, S. 23.

³⁰⁰ *Ferroukhi et al.*, A Guide to Design, 2015, Chapter 1, S. 17

³⁰¹ *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 7; *Cunha et al.*, Lessons learned Brazil, 2014, S. 1.

³⁰² *Ehrhart et al.*, Discrimination in Auctions, 2017, S. 2; *Wigand et al.*, Auctions for Renewable Energy, 2016, S. 7.

³⁰³ *Ferroukhi et al.*, A Guide to Design, 2015, Chapter 2, S. 26.

³⁰⁴ Siehe Teil 3, Abschnitt 3, Unterabschnitt 5 EEG 2017 „Technologieneutrale Ausschreibungen“.

³⁰⁵ § 39i EEG 2017, *Kindler*, in: Greb/Boewe, EEG, § 39i Rn. 1 ff.; *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 2 EEG Rn. 56.

Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemicx im Auktionsdesign vorgesehen sind.³⁰⁶

Der europäische Gesetzgeber verwendet in der einschlägigen EE-RL 2018 den Begriff der technologieoffenen Auktion nicht. Laut Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 können Ausschreibungsverfahren jedoch nur auf bestimmte Technologien beschränkt werden, wenn Ausnahmegründe vorliegen. Zudem schreibt Art. 4 Abs. 4 S. 1 EE-RL 2018 eine offene, transparente, wettbewerbsfördernde, nichtdiskriminierende und kosteneffiziente Förderung vor. Die EE-RL 2018 verfolgt also im Grundsatz einen im hermeneutischen Sinne vollständig technologieoffenen Ansatz.³⁰⁷ In der bisher zur Richtlinie erschienenen Literatur wird der Begriff der Technologieoffenheit ebenfalls nicht verwendet.³⁰⁸

Im Ergebnis erfolgt die begriffliche Trennung zwischen im hermeneutischen Sinn vollständig technologieoffenen und beschränkt technologieoffenen Auktionen nur in einem Teil der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur. Als Rechtsbegriff im deutschen bzw. europäischen Kontext taucht die Unterscheidung auf begrifflicher Ebene gar nicht auf.

III. Begriffsverwendung zur funktionalen Rechtsvergleichung zwischen deutschem und brasilianischem Modell

Trotz der Unschärfe bei der Unterscheidung zwischen vollständig und beschränkt technologieoffenen Auktionen folgt diese Arbeit der in der deutschen Rechtswissenschaft üblichen Verwendung. Eine Auktion wird schon dann als technologieoffen bezeichnet, wenn bei ihr zumindest zwei Technologien in Wettbewerb miteinander treten.

Für den vorliegenden Rechtsvergleich ist es nicht erforderlich, eine abweichende Begriffsverwendung einzuführen, da weder das deutsche noch das brasilianische Modell vollständig technologieoffene Auktionen vorsehen. Die fehlende Trennschärfe der bisher verwendeten Begrifflichkeiten kommt daher nicht zum Tragen.

Es steht vielmehr das Maß der Technologieoffenheit innerhalb der im hermeneutischen Sinne beschränkt technologieoffenen Ausschreibungen im Fokus. Im Rahmen dieser Arbeit wird das Maß an Technologieoffenheit nachfolgend als umso höher bezeichnet, desto mehr Technologien zugelassen werden und desto weni-

³⁰⁶ Siehe zum Auktionsdesign der gemeinsamen Ausschreibungen näher unter: § 14B.I auf S. 178 ff.

³⁰⁷ Siehe dazu näher unter § 13B.II auf S. 156.

³⁰⁸ *Frenz*, ZNER 2019, 87; *Frenz*, RdE 2019, 209, 213 umschreibt die Thematik als möglichen Technologiebezug der Ausschreibungen bzw. als mögliche Beschränkung auf bestimmte Technologien.

§ 10 Design technologieoffener Auktionen und begriffliche Klärungen

ger Beeinflussung des Technologiemicx durch anderweitige Regelungen im Auktionsdesign stattfindet.³⁰⁹

Auf die Unterscheidung zwischen vollständig und beschränkt technologieoffenen Ausschreibungen kommt es bei der vorliegenden Untersuchung lediglich hinsichtlich des unionsrechtlichen Grundsatzes der vollständigen Technologieoffenheit³¹⁰ und bei der Erörterung der allgemeinen Ziele und Zielkonflikte³¹¹ technologieoffener Auktionen an. Dort wird die Unterscheidung, soweit erforderlich, aufgegriffen.

³⁰⁹ Siehe zu diesen Regelungen unter § 10A auf S. 52 f.

³¹⁰ Siehe § 13B auf S. 153 ff.

³¹¹ Siehe § 11 ab S. 58 ff.

§ 11 Ziele und Zielkonflikte technologieoffener Auktionen

Im Zentrum der Diskussion um die Ziele und Zielkonflikte der Technologieoffenheit stehen gewöhnlich die erwarteten positiven Auswirkungen auf die Auktionspreise (A.). Daran schließt sich zumeist eine Auseinandersetzung damit an, ob technologieoffene Auktionen eine Markteintrittshürde für neue Technologien darstellen und deshalb langfristig negative Auswirkungen auf die Auktionspreise haben könnten (B.). Einige Autoren befürchten zudem, dass technologieoffene Auktionen zu höheren Systemintegrationskosten führen könnten (C.). Im Anschluss an die drei in der Literatur hauptsächlich diskutierten Themenblöcke werden weitere Vor- und Nachteile technologieoffener Auktionen dargestellt (D.). Aus diesen Erkenntnissen lassen sich Handlungsempfehlungen für die Ausgestaltung des Auktionsdesigns ableiten (E.). Der Abschnitt schließt mit einer Abgrenzung des Untersuchungsgegenstandes zu den Themenfeldern der Systemintegration und der Akteursvielfalt. (F.).

A. Statische Kosteneffizienz (kurzfristige Perspektive)

I. Zusammenhang von Technologieoffenheit und statischer Kosteneffizienz

Die primäre Zielsetzung beim Einsatz technologieoffener Auktionen ist die Reduktion der Auktionspreise als Folge der Konkurrenz zwischen verschiedenen Technologien. Diesen Effekt nennt man statische Kosteneffizienz. Dabei wird nur der Effekt auf die Auktionspreise einer spezifischen Auktion untersucht.³¹² Davon zu unterscheiden ist die dynamische Kosteneffizienz. Diese beschreibt die Preisentwicklung über mehrere Auktionen hinweg.³¹³

Alle Autoren treffen die Aussage, dass technologieoffene Auktionen einen positiven Effekt auf die statische Kosteneffizienz haben.³¹⁴ Wie oben beschrieben, beziehen manche Autoren die Aussage allein auf die Zulassung mehrerer Technologien und andere sowohl auf die Zulassung als auch auf den Verzicht an ander-

³¹² Siehe zur Diskussion, welches der richtige Maßstab zur Beurteilung der Kosteneffizienz ist *Jägemann*, Z Energiewirtschaft 38 (2014), 235, 249; *Gawel*, et al., Energy Policy 102 (2017), 16, 18.

³¹³ Siehe zu den Begriffen der statischen und dynamischen Kosteneffizienz, *Wigand et al.*, Auctions for Renewable Energy, 2016, S. 9 f.

³¹⁴ *Winkler*, et al., Renewable Energy 119 (2018), 473, 474; *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 7; *Ehrhart et al.*, Discrimination in Auctions, 2017; *Wigand et al.*, Auctions for Renewable Energy, 2016, S. 9 f.; *Kreiss et al.*, Technology-neutral and Discriminatory Auctions, 2017; *Santana*, Paulo Henrique de Mello, Renewable and Sustainable Energy Reviews 2016, 1216, 1221; *del Río et al.*, Design Elements, 2015, S. 34; *Tietjen et al.*, Renewable Energy Auctions, 2015, S. 28 f.; *Maurer et al.*, Electricity Auctions, S. 80 f.; *Fürsch et al.*, European RES-E Policy, 2010, S. 34 f..

weitigen Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemarktes.³¹⁵ Darin ist jedoch kein Dissens, sondern die Folge unterschiedlicher Untersuchungsgegenstände zu sehen. Beide Gruppen von Autoren gehen von einem Zusammenhang zwischen einem hohen Maß an Wettbewerb und niedrigen Auktionspreisen aus.

Die meisten Veröffentlichungen zur Thematik gehen jedoch nicht explizit darauf ein, wieso ein höheres Konkurrenzniveau auch zu niedrigeren Auktionspreisen führt. Es wird schlicht vorausgesetzt, dass die Öffnung der Auktionen zu einem höheren Konkurrenzniveau und damit gleichsam zu niedrigeren Auktionspreisen führe.³¹⁶ Wenn der Zusammenhang zwischen höherem Konkurrenzniveau und niedrigeren Auktionspreisen explizit erläutert wird, sind zwei Begründungsansätze zu finden. Zum einen wird angeführt, dass bei technologieoffenen Ausschreibungen die günstigsten Technologien und Standorte zuerst bezuschlagt werden.³¹⁷ Das sorgt für niedrigere Auktionspreise, da die teuren Technologien weniger Kapazität erhalten. Zum anderen wird angenommen, dass technologiespezifische Auktionen zu einer Segmentierung des Marktes führen könnten. Die verringerte Anzahl an Auktionsteilnehmern lasse den Preisdruck sinken und führe schlussendlich zu höheren Auktionspreisen.³¹⁸ Allerdings lassen sich kaum Aussagen darüber finden, ab wann der Preisdruck in relevantem Maß nachlässt.³¹⁹

Ferner gibt es Stimmen in der Literatur, die zwar ebenfalls von einem positiven Effekt der Technologieoffenheit auf die statische Kosteneffizienz ausgehen, jedoch bestimmte Anpassungen im Auktionsdesign anmahnen, um gegenläufige Effekte zu verhindern. Sie stehen der Annahme, dass die statische Kosteneffizienz umso höher sei, desto technologieoffener die Auktion ausgestaltet ist, kritisch gegenüber. Denn bei technologieoffenen Auktionen seien Mitnahmeeffekte zu befürchten, welche die statische Kosteneffizienz mindern könnten. Diese Gefahr bestehe insbesondere für technologieoffene Auktionen, bei denen die zu versteigernde Kapazität nicht schon von der günstigsten Technologie abgedeckt wird. In diesem Fall könnten die Erzeuger der günstigsten Technologie sich an den Preisen für die zweitgünstigste Technologie orientieren und sog. Windfall Profits erzielen.³²⁰ Durch Diskriminierungsmechanismen sei es jedoch möglich, diese Mit-

³¹⁵ Siehe zu den unterschiedlichen Untersuchungsgegenständen § 10B.II auf S. 54.

³¹⁶ *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 7; *del Río et al.*, Design Elements, 2015, S. 34; *Ferroukhi et al.*, A Guide to Design, 2015, Chapter 1, S. 17.

³¹⁷ Diese Annahme explizit zu Grunde legend, *Gawel*, et al., Energy Policy 102 (2017), 16, 18; Frontier Economics, Reformansätze EEG, 2012, S. 39 ff.

³¹⁸ *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 7.

³¹⁹ Siehe dazu näher unter § 15A.V auf S. 202 f.

³²⁰ *Kreiss et al.*, Technology-neutral and Discriminatory Auctions, 2017, S. 6 f.

nahmeeffekte zu minimieren.³²¹ Es müssten Maßnahmen zur Diskriminierung der günstigsten Technologie getroffen werden, um eine optimale statische Kosteneffizienz zu erreichen.³²² Vorgeschlagen werden Kontingente, Bonuszahlungen, verschiedene Maximalpreise oder ein Mix dieser Instrumente eingesetzt werden.

II. Praktische Auswirkung der technologieoffenen Förderung auf die Auktionspreise

Bisher wurde nicht untersucht, wie groß der zu erwartende Effekt technologieoffener Auktionen auf die Auktionspreise ist. Es gibt allerdings Studien, die unabhängig vom eingesetzten Fördermechanismus (Auktionen, Einspeisevergütung, etc.) die Kosten einer technologieoffenen Förderung mit denen einer technologiespezifischen Förderung vergleichen. Im Folgenden werden diese Studien kurz vorgestellt und in den Kontext der hier untersuchten Auktionsmodelle eingeordnet.

Anhand von Modellen für Deutschland bzw. Europa werden in diesen Studien die Kosten für eine technologiespezifische Förderung mit denen für eine technologieoffene Förderung gegenübergestellt.³²³ Unter technologieoffener Förderung verstehen die Autoren ein Fördermodell, das einen gemeinsamen Fördersatz für alle Technologien vorsieht, welcher sich in seiner Höhe an der für die günstigste Technologie erforderlichen Förderung orientiert.

Eine Studie aus dem Jahr 2012 vergleicht den technologiespezifischen Einspeisetarif des EEG 2012 mit einem fiktiven technologieneutralen Einspeisetarif.³²⁴ Als Prognosezeitraum werden die Jahre von 2013 bis 2022 gewählt. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass bei einer technologieneutralen Förderung die Nettoproduktionskosten der bezuschlagten Anlagen um 10 % niedriger lägen.³²⁵

Eine weitere Studie aus dem Jahr 2013 nimmt die Kosten für die Energiewende im Stromsektor für die ganze EU in den Blick.³²⁶ Sie vergleicht die Kosten, der nationalen und technologiespezifischen Förderpläne mit einer fiktiven EU-weiten technologieneutralen Förderung im Zeitraum bis 2020. Die Prognose dieser Studie betrifft die Kosten, die aus den unterschiedlichen Fördermodellen bis zum

³²¹ *del Río et al.*, Design Elements, 2015, S. 34; *Held et al.*, Design Features, 2014, S. 30.

³²² *Ehrhart et al.*, Discrimination in Auctions, 2017. Dem ohne Angabe von weiteren Gründen widersprechend *Maurer et al.*, Electricity Auctions, S. 80.

³²³ Für Deutschland *Jägemann*, Z Energiewirtschaft 38 (2014), 235, 249; Frontier Economics, Reformansätze EEG, 2012, S. 39 ff.; Für ganz Europa *Jägemann*, et al., Energy Econ. 40 (2013), 622, 634.

³²⁴ Frontier Economics, Reformansätze EEG, 2012, S. 41.

³²⁵ Die 10 % niedrigeren Nettoproduktionskosten beziehen sich auf die hypothetisch errechneten Produktionskosten im Jahr 2022, siehe Frontier Economics, Reformansätze EEG, 2012, S. 41.

³²⁶ *Jägemann*, et al., Energy Econ. 40 (2013), 622, 633.

Jahr 2050 voraussichtlich entstehen würden. Im Ergebnis kommt die Studie zu Mehrkosten von 47 % durch eine technologiespezifische Förderung.³²⁷

Im Jahr 2014 erschien vom selben Autor eine Studie, die für Deutschland Mehrkosten von 6,6 Mrd. € bis zum Jahr 2020 in Rechnung stellt. Diese Mehrkosten seien auf die technologiespezifische und regional diskriminierende EEG-Förderung im Gegensatz zu einer technologieoffenen und regional diskriminierungsfreien Förderung zurückzuführen.³²⁸

Es stellt sich jedoch die Frage, inwiefern sich die Ergebnisse dieser Studien auch auf Ausschreibungen als Fördermechanismus übertragen lassen. Die erschienenen Studien gehen von einem ganz erheblichen Kosteneinsparungspotenzial aus, wenn der Technologiemarkt nicht durch den Gesetzgeber, sondern über den Preis bestimmt wird. Sie sagen also im Grunde aus, dass der Preisunterschied unter den verschiedenen Technologien so groß ist, dass es von erheblicher Bedeutung ist, dass sich die Förderung am Preis der günstigsten Technologie orientiert. In der Theorie wäre dies bei technologieoffenen Auktionen gegeben, da sich dort die günstigste Technologie durchsetzt.

Die Belastbarkeit dieser Studien wird in der weiteren Literatur nicht näher diskutiert. Die letzten Jahre haben jedoch gezeigt, dass sich die Preisentwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien nur schwer voraus sagen lassen.³²⁹ Zudem beziehen die Modelle die potenziell negativen Folgen der dynamischen Kosteneffizienz nicht mit ein. Es ist also schwer zu bewerten, ob die in den Studien bezifferten Größenordnungen realistisch sind.

Sie zeigen jedoch zumindest, dass die Preisunterschiede zwischen den Technologien bei technologiespezifischer Förderung ein erheblicher Kostenfaktor sein können und deshalb die Technologieoffenheit eine der zentralen Fragestellungen des Auktionsdesigns ist. Denn nach dem aktuellen Forschungsstand kann davon ausgegangen werden, dass die Auktionspreise zumindest kurzfristig sinken, wenn technologieoffen ausgeschrieben wird. Ob dieser Effekt auch auf mittel- und langfristige Sicht zu niedrigeren Auktionspreisen führt, wird im folgenden Abschnitt behandelt.

³²⁷ Jägemann, et al., *Energy Econ.* 40 (2013), 622, 633.

³²⁸ Jägemann, *Z Energiewirtschaft* 38 (2014), 235, 249.

³²⁹ Siehe die Entwicklung der Windkraftpreise in Brasilien § 12C.III.3 auf S. 94 und für die deutschen Preise siehe Diagramm 22 auf S. 181.

B. Dynamische Kosteneffizienz (langfristige Perspektive)

Neben den positiven Effekten bei der statischen Kosteneffizienz wird von weit überwiegenden Mehrzahl der Autoren jedoch auch betont, dass technologieoffene Auktionen einen negativen Effekt auf die dynamische Kosteneffizienz haben können.³³⁰ Es bestünde die Gefahr, dass bei technologieoffenen Auktionen den Marktteilnehmern keine ausreichenden Anreize geboten würden, in Technologien zu investieren, die nach heutigem Stand der Technik noch nicht konkurrenzfähig bzw. noch nicht vollständig ausgereift sind. Das könne auf lange Sicht negative Auswirkungen auf die Auktionspreise haben.

Die meisten Vertreter dieser Sichtweise setzen sich jedoch inhaltlich nicht näher damit auseinander, warum die Konkurrenzsituation bei technologieoffenen Auktionen nicht auch langfristig für eine effiziente Preisbildung sorgen soll.³³¹ Sie scheinen hier ein Marktversagen hinsichtlich der Forschungsinvestitionen in erneuerbare Energien zu Grunde zu legen. Die Veröffentlichung von *Gawel et al.* hingegen erläutert am Beispiel des deutschen Strommarkts im Detail, weshalb der Markt ihrer Ansicht nach nicht selbst für dynamische Kosteneffizienz sorgt und folglich eine technologiespezifische Förderung erforderlich sei.³³² Sie fassen in ihrem Beitrag den Forschungsstand hinsichtlich Investitionen in die Fortentwicklung der erneuerbaren Energien zusammen und kommen zu dem Ergebnis, dass ein Marktversagen durch drei Faktoren entstehe: besondere Langfristigkeit der Investitionen, unzureichende Exklusivität der Forschungsergebnisse und nicht linear verlaufende Lerneffekte.³³³

Investitionen in die Fortentwicklung von Technologien zur Stromerzeugung seien besonders langfristig. Dies habe sowohl Auswirkungen auf die Finanzierbarkeit des Projekts als auch auf den unternehmensinternen Entscheidungsprozess, der-

³³⁰ Es werden sowohl für Auktionsmodelle als auch für andere Fördermechanismen die gleichen Argumente angeführt. Siehe für Auktionen: *Winkler, et al.*, *Renewable Energy* 119 (2018), 473, 474; *Gawel, et al.*, *Energy Policy* 102 (2017), 16, 18 ff.; *del Río*, *Energy for Sustainable Development* 41 (2017), 1, 7; *del Río et al.*, *Design Elements*, 2015, S. 34; *Ferroukhi et al.*, *A Guide to Design*, 2015, Chapter 1, S. 17.

Siehe für andere Fördermechanismen: *Santana, Paulo Henrique de Mello*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016, 1216, 1221; *Jacobsson/Bergek*, *Environmental Innovation and Societal Transitions* 1 (2011), 41; *Azar/Sandén*, *Environmental Innovation and Societal Transitions* 1 (2011), 135, 139; a.A. *Frontier Economics*, *Technologieoffenheit*, 2015, S. 25.

³³¹ *Winkler, et al.*, *Renewable Energy* 119 (2018), 473, 474; *del Río*, *Energy for Sustainable Development* 41 (2017), 1, 7; *Wigand et al.*, *Auctions for Renewable Energy*, 2016, S. 9 f.; *del Río et al.*, *Design Elements*, 2015, S. 34; *Tietjen et al.*, *Renewable Energy Auctions*, 2015, S. 28 f.; *Maurer et al.*, *Electricity Auctions*, S. 80 f.; *Fürsch et al.*, *European RES-E Policy*, 2010, S. 34 f.

³³² *Gawel, et al.*, *Energy Policy* 102 (2017), 16. Ebenfalls von einem Marktversagen ausgehend *Santana, Paulo Henrique de Mello*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016, 1216, 1221.

³³³ *Gawel, et al.*, *Energy Policy* 102 (2017), 16, 18; *Jacobsson/Bergek*, *Environmental Innovation and Societal Transitions* 1 (2011), 41, 44.

artige Investitionen anzustoßen. Im Bereich der erneuerbaren Energien sei es in besonderem Maße schwierig, eine Finanzierung für langfristige Investitionen auf dem Finanzmarkt zu erhalten, da für deren Entwicklung keine ausreichenden Erfahrungen zur Abschätzung des Investitionsrisikos bestünden.³³⁴ Zudem sei die Tendenz erkennbar, dass Entscheidungsträger in privaten Unternehmen eine gewisse Befangenheit bzgl. langfristiger Investments haben. Sie würden tendenziell kurzfristige Forschungsinvestitionen bevorzugen, auch wenn eine langfristige Investition rentabler sein könnte.³³⁵

Ferner sei es in diesem Bereich besonders schwer, die Forschungsergebnisse exklusiv zu nutzen.³³⁶ Dieser als „Learning Spillovers“ bezeichnete Effekt sei bei den erneuerbaren Energien besonders groß. Durch den Nachbau der Anlagen oder beim Wechsel von Personal sei es anderen Unternehmen möglich, ebenfalls von den Forschungsergebnissen zu profitieren.³³⁷ Dies sei zwar auch in anderen Forschungsbereichen möglich, bei den erneuerbaren Energien sei das Wissen jedoch schlechter durch Patente zu schützen.³³⁸ Zudem sei aufgrund der Homogenität des Produktes keine Kundenbindung bspw. durch das Eingehen auf dessen individuelle Vorlieben oder durch Änderung des Produktdesigns möglich.³³⁹ Außerdem seien bei der Entwicklung neuer Technologien im Bereich der erneuerbaren Energien die Lerneffekte nicht linear zu den getätigten Investitionen.³⁴⁰ Es bestehe also eine gewisse Gefahr, hohe Investitionen zu tätigen, ohne große gewinnbringende Lerneffekte zu erzielen. Darüber hinaus bringe schon der Einsatz bestehender Technologien wesentliche Lerneffekte mit sich, was etablierten Technologien einen weiteren Vorteil verschaffe.³⁴¹ Die Auswirkungen auf die Investitionstätigkeiten würden bei technologieoffener Förderung noch dadurch verstärkt, dass diese drei Besonderheiten die verschiedenen Erneuerbare-Energien-Technologien in unterschiedlichem Maße betreffen.³⁴² Insbesondere die Learning Spillovers seien von Technologie zu Technologie unterschiedlich groß.³⁴³

³³⁴ *Neuhoff*, Oxf. Rev. Econ. Policy 21 (2005), 88, 96; *Gawel*, et al., Energy Policy 102 (2017), 16, 19.

³³⁵ *Stein*, Q. J. Econ. 104 (1989), 655, 664; *Neuhoff*, Oxf. Rev. Econ. Policy 21 (2005), 88, 102.

³³⁶ *Kalkuhl*, et al., Resour. Energy Econ. 34 (2012), 1, 10.

³³⁷ Mit weiteren Erläuterungen zu den Besonderheiten des Strommarktes *Gawel*, et al., Energy Policy 102 (2017), 16, 18 f.

³³⁸ *Aalbers*, et al., Energy Policy 63 (2013), 1240, 1243; *Gawel*, et al., Energy Policy 102 (2017), 16, 19.

³³⁹ *Kalkuhl*, et al., Resour. Energy Econ. 34 (2012), 1, 10.

³⁴⁰ *Neuhoff*, Oxf. Rev. Econ. Policy 21 (2005), 88, 101.

³⁴¹ *Gawel*, et al., Energy Policy 102 (2017), 16, 19.

³⁴² *Aalbers*, et al., Energy Policy 63 (2013), 1240, 1245 f.; *Gawel*, et al., Energy Policy 102 (2017), 16, 20.

³⁴³ *Noailly/Shestalova*, Knowledge Spillovers, S. 18.

2. Teil: Technologieoffenheit

Im Ergebnis hielten diese drei Besonderheiten die Unternehmen davon ab, in die Entwicklung neuer Technologien im Bereich der erneuerbaren Energien zu investieren und eher auf bereits bewährte Technologien zu setzen.³⁴⁴ Die meisten Autoren teilen diese Analyse dem Grunde nach.³⁴⁵

Nur eine Stimme aus der nicht wissenschaftlichen Literatur geht von einem gegenteiligen Effekt aus. Sie erkennt in der technologieoffenen Förderung ausdrücklich keine Gefahr für die dynamische Kosteneffizienz in Deutschland.³⁴⁶ Vielmehr wird die innovative Kraft des Wettbewerbs betont.³⁴⁷ Es wird ferner angemerkt, dass die Fortentwicklung erneuerbarer Technologien auf globaler Ebene stattfindet und eine nationale technologiespezifische Förderung – insbesondere hinsichtlich der Learning Spillovers – nur begrenzte Auswirkungen habe.³⁴⁸ Dieses Argument wird in der übrigen Literatur nicht aufgegriffen. Ihm ist allerdings entgegenzuhalten, dass die Frage der Technologieoffenheit stark europarechtlich geprägt ist.³⁴⁹ Aufgrund der Größe des europäischen Marktes würde die technologiespezifische Förderung einer Technologie einen erheblichen Anreiz zur ihrer Weiterentwicklung bieten.³⁵⁰

Die Autoren, die in technologieoffenen Auktionen eine Gefahr für die langfristige Entwicklung der Auktionspreise sehen, ziehen unterschiedliche Schlussfolgerungen daraus. *Gawel et al.* sind der Meinung, dass eine technologiespezifische Förderung erforderlich sei.³⁵¹ Viele andere Autoren schließen sich dieser Schlussfolgerung in ihrer Absolutheit jedoch nicht an und empfehlen Mischmodelle, die sich an die Gegebenheiten des jeweiligen Strommarktes anpassen.³⁵² Des Weiteren

³⁴⁴ *Gawel, et al.*, Energy Policy 102 (2017), 16, 20. Inwiefern diese Besonderheiten auch auf Deutschland zutreffen, siehe *Gawel, et al.*, Energy Policy 102 (2017), 16, 21 f.

³⁴⁵ Siehe hierzu Fn. 330.

³⁴⁶ Frontier Economics, Technologieoffenheit, 2015, S. 25. Auf Deutschland bezogen machen die Autoren allerdings eine Ausnahme für Offshore-Windenergie. Da diese sich bei Erscheinen der Studie 2014 noch in der Erprobungsphase befunden habe, sei eine technologiespezifische Förderung in diesem Fall zweckmäßig, Frontier Economics, Technologieoffenheit, 2015, S. 25.

³⁴⁷ Frontier Economics, Technologieoffenheit, 2015, S. 25.

³⁴⁸ Frontier Economics, Technologieoffenheit, 2015, S. 30.

³⁴⁹ Siehe dazu unter § 13B auf S. 153 ff.

³⁵⁰ Im Jahr 2015 war die EU der drittgrößte Stromverbraucher weltweit, siehe: Central Intelligence Agency, The World Factbook - Electricity Consumption, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2233rank.html>, (letzter Abruf: 05.08.2019). Dabei deckte sie rund ein Drittel ihres Verbrauchs aus erneuerbaren Energien, siehe: eurostat, Share of electricity from renewable sources in gross electricity consumption, 2004-2016 (%), 18.06.2018, [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Share_of_electricity_from_renewable_sources_in_gross_electricity_consumption,2004-2016_\(%25\)_FP18-de.png](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Share_of_electricity_from_renewable_sources_in_gross_electricity_consumption,2004-2016_(%25)_FP18-de.png), (letzter Abruf: 19.07.2019).

³⁵¹ *Gawel, et al.*, Energy Policy 102 (2017), 16, 24.

³⁵² *Winkler, et al.*, Renewable Energy 119 (2018), 473, 474; *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 7; *Wigand et al.*, Auctions for Renewable Energy, 2016, S. 9 f.; *del Río et*

gibt es Stimmen, die sich für eine vollständig technologieoffene Förderung aussprechen und das Thema der dynamischen Kosteneffizienz entweder nicht in den Mittelpunkt ihrer Untersuchung stellen³⁵³ oder es in ihre Betrachtung gar nicht mit einbeziehen.³⁵⁴

Der Fokus all dieser Veröffentlichungen liegt auf den Auswirkungen der Fördermechanismen auf die technische (Fort-)Entwicklung von Technologien. Die Untersuchung der brasilianischen Auktionen zeigt jedoch, dass technologieoffene Auktionen unabhängig vom Entwicklungsstand einer Technologie eine Markteintrittshürde darstellen können, wenn sich eine Technologie in einem Land oder einer Region bis dahin nicht etabliert hat.³⁵⁵ Auf diese Problemlage wird im Rahmen der Darstellung des brasilianischen Systems der Technologieoffenheit näher eingegangen.

C. Systemintegrationskosten und Steuerung des Technologiemic

Im Fokus der beiden vorangegangenen Abschnitte stand der Einfluss der Technologieoffenheit auf die Auktionspreise. Für den Stromkunden bzw. den Steuerzahler kommt es jedoch nicht allein auf die erzielten Auktionspreise an. Denn er muss nicht nur für die Fördermittel, sondern auch für die weiteren Kosten, die im Rahmen der Energiewende entstehen, aufkommen. Hierzu zählen insbesondere die Systemintegrationskosten der mit erneuerbaren Energien betriebenen Anlagen.

Systemintegrationskosten sind Kosten, die sowohl im Zusammenhang mit der Übertragung des Stroms als auch mit der Versorgungssicherheit stehen.³⁵⁶ Durch die Energiewende wird das Stromnetz in anderer Weise beansprucht als zuvor. Erneuerbare-Energien-Anlagen können meist nicht an beliebigen Standorten errichtet werden. Daher müssen neue Netzabschnitte errichtet oder bestehende Netze ausgebaut werden. Auch können die Übertragungskosten steigen, wenn die Distanzen zwischen Erzeugung und Verbrauch größer sind als bei konventionellen Kraftwerken. Dieser Fall kann trotz der Dezentralität der Erneuerbare-Energien-Anlagen eintreten, wenn beispielsweise die besten Wind- oder Strahlungsverhältnisse in großer Entfernung zu den Verbrauchszentren eines Landes

al., Design Elements, 2015, S. 34; *Tietjen et al.*, Renewable Energy Auctions, 2015, S. 28 f.; *Maurer et al.*, Electricity Auctions, S. 80 f.; *Fürsch et al.*, European RES-E Policy, 2010, S. 34 f.

³⁵³ *Jägemann*, Z Energiewirtsch 38 (2014), 235, 249.

³⁵⁴ *Ehrhart et al.*, Discrimination in Auctions, 2017, S. 25; *Kreiss et al.*, Technology-neutral and Discriminatory Auctions, 2017.

³⁵⁵ Siehe unter § 12D.I auf S. 139.

³⁵⁶ Mit einer detaillierten Erörterung der verschiedenen Kategorien und einer Literaturübersicht, *Hirth, et al.*, Renewable Energy 74 (2015), 925, 929 ff.

liegen.³⁵⁷ Ferner sind die Erneuerbare-Energien-Anlagen in zeitlicher Hinsicht oft weniger flexibel einsetzbar als konventionelle Kraftwerke. Dadurch können zusätzliche Kosten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit entstehen.

Der Zusammenhang zur Technologieoffenheit besteht darin, dass diese zur Dominanz der günstigsten Technologie führen könnte. Eine Konzentration auf Windkraft könnte beispielsweise sehr hohe Netzausbaukosten nach sich ziehen, eine Konzentration auf Solarenergie würde die Gefahr bergen, dass zusätzliche Kosten für die Versorgungssicherheit anfallen. Die Systemintegrationskosten unterscheiden sich von Technologie zu Technologie in Abhängigkeit von den Gegebenheiten des jeweiligen Strommarktes.³⁵⁸ Daher besteht die Gefahr, dass vollständig technologieoffene Auktionen auf der einen Seite zwar zu niedrigeren Auktionspreisen führen, auf der anderen Seite jedoch höhere Systemintegrationskosten nach sich ziehen.

Die Meinungen in der Literatur, wie mit dieser Gefahr umgegangen werden sollte, gehen auseinander. Zum Teil werden die Unterschiede bei den Systemintegrationskosten als Argument für eine technologiespezifische Förderung herangezogen.³⁵⁹ Andere Autoren schlagen Regelungen innerhalb des Auktionsdesigns vor, um diese Kosten im Auktionspreis zu internalisieren.³⁶⁰ Die Verfechter vollständig technologieoffener Auktionen³⁶¹ sehen hingegen die Notwendigkeit einer Einflussnahme nicht.³⁶²

D. Weitere Vor- und Nachteile

Es gibt weitere Vor- bzw. Nachteile technologieoffener Auktionen, die entweder nicht im Mittelpunkt der Diskussion stehen oder nur in bestimmten Konstellationen von Relevanz sind.

Zu den Vorteilen zählt, dass technologieoffenen Auktionen eine gewisse Auffangfunktion zukommen kann. Sollte die Gefahr bestehen, dass für eine Technologie eine zu geringe Anzahl an Geboten abgegeben wird, um die ausgeschriebene

³⁵⁷ In Deutschland wird beispielsweise der Strom aus Windkraft vorrangig im Norden und Osten erzeugt, wohingegen die Verbrauchszentren im Süden und Westen des Landes liegen, siehe BMWi, Ein Stromnetz für die Energiewende, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>, (letzter Abruf: 29.07.2019). Ein ähnlicher Effekt ist auch in Brasilien zu beobachten. Viele der besten Windstandorte befinden sich in den nordöstlichen Küstenregionen Brasiliens und somit in großer Entfernung zu den Verbrauchszentren im Süden und Südosten des Landes, siehe: *Tolmasquim*, *Energia Renovável*, S. 280.

³⁵⁸ *Gawel*, et al., *Energy Policy* 102 (2017), 16, 21.

³⁵⁹ *Gawel*, et al., *Energy Policy* 102 (2017), 16, 20 f.

³⁶⁰ Sich für das Modell der Scoring-auction einsetzend *Kreiss et al.*, *Technology-neutral and Discriminatory Auctions*, 2017, S. 13 ff.

³⁶¹ Siehe zur Kategorie der vollständig technologieoffenen Auktion unter § 10B auf S. 54.

³⁶² *Frontier Economics*, *Technologieoffenheit*, 2015, S. 27 ff.

Menge zu erreichen, kann dies zum einen die Ausbauziele gefährden und zum anderen mangels Konkurrenz zu sehr hohen Auktionspreisen führen. In diesem Fall kann bei technologieoffenen Auktionen das mangelnde Angebot bei der einen Technologie durch das einer anderen Technologie aufgefangen werden.³⁶³ Ferner wird zum Teil angeführt, dass es das Risiko von Wettbewerbsabsprachen durch die höhere Anzahl an Bietern verringere.³⁶⁴

Der fehlende Einfluss auf den Technologiemarkt bei vollständig technologieoffenen Auktionen kann neben höheren Systemintegrationskosten aber aus staatlicher Perspektive noch weitere Nachteile nach sich ziehen. Der Gesetzgeber verliert die Möglichkeit, nach seinen Vorstellungen auf die nationale Wirtschaftsentwicklung einzuwirken.³⁶⁵ Zudem kann eine unerwünschte Flächenkonkurrenz zu anderen Nutzungsformen auftreten und auch die CO₂-Gesamtbilanz der Anlagen bleibt unberücksichtigt.³⁶⁶ Zu bedenken ist allerdings, dass diese nachteiligen Folgen auch durch Maßnahmen außerhalb des Auktionsdesigns ausgeglichen werden können.³⁶⁷

E. Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen in der Literatur

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass hinsichtlich der Technologieoffenheit eine Vielzahl an Ausgestaltungsvarianten besteht. Diese reichen von vollständig technologieoffenen Auktionen über die Zulassung mehrerer Technologien und dem Einsatz von Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemarkt³⁶⁸ hin zu technologiespezifischen Modellen. Mit den verschiedenen Varianten sind Vor- bzw. Nachteil mit Blick auf die statische und dynamische Kosteneffizienz sowie die Systemintegrationskosten verbunden. Die Grundfragestellung besteht immer darin, inwieweit der Markt oder der Staat über den Technologiemarkt entscheidet. Die staatliche Beeinflussung kann über die Zulassung der Technologien sowie über anderweitige Regelungen im Auktionsdesign zur Beeinflussung des Technologiemarkt wie beispielsweise Kontingente oder Bonuszahlungen erfolgen. Liegen die

³⁶³ *Ferroukhi et al.*, A Guide to Design, 2015, Chapter 1, S. 18.

³⁶⁴ *del Río et al.*, Design Elements, 2015, S. 34.

³⁶⁵ Die fehlende Einflussmöglichkeit auf die Zusammensetzung des Technologiemarkt kann aus Perspektive der Wirtschaftsteilnehmer auch als Schutz vor staatlicher Wissensanmaßung verstanden werden. Die Monopolkommission empfahl dementsprechend 2013 zur Weiterentwicklung der EEG-Förderung ein technologieoffenes Quotenmodell, siehe Monopolkommission, Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, 2013, Abschnitt 3.6, Rn. 409.

³⁶⁶ *del Río et al.*, Design Elements, 2015, S. 34. Zu den unterschiedlichen CO₂-Gesamtbilanzen von Wind- und Solarenergie siehe am Beispiel von Texas *Novan*, AEJ: Economic Policy 7 (2015), 291.

³⁶⁷ *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 9.

³⁶⁸ Sich für das Modell der Scoring-auction einsetzend *Kreiss et al.*, Technology-neutral and Discriminatory Auctions, 2017, S. 13 ff.; *del Río et al.*, Design Elements, 2015, 19, 35 f. bringt ebenfalls die Idee einer Scoring-auction sowie eines Bonus für bestimmte Kraftwerkstypen ein.

Präferenzen auf niedrigen Auktionspreisen, bietet sich ein möglichst technologieoffenes Auktionsdesign an. Muss hingegen auf Grund von Erfordernissen des jeweiligen Strommarktes ein bestimmter Technologiemitmix erreicht werden, legitimiert dies eine staatliche Einflussnahme in Form eines weniger technologieoffenen Modells. Das Maß der Technologieoffenheit sollte sich dann daran orientieren, wie exakt der gewünschte Technologiemitmix erreicht werden muss.

Aufgrund dieser vielen Ausgestaltungsvarianten geben die meisten Autoren keine konkreten Handlungsempfehlungen ab. Sie zählen die Vor- und Nachteile der technologieoffenen Ausgestaltung auf und verweisen auf die unterschiedlichen Anforderungen der Strommärkte.³⁶⁹ Nur vereinzelt werden konkrete Vorschläge gemacht. *Frontier Economics* befürworten ein vollständig technologieoffenes Auktionsdesign.³⁷⁰ *Jägemann* stellt ebenfalls die Vorteile einer technologieoffenen Förderung sehr in den Mittelpunkt.³⁷¹ Demgegenüber vertreten einige Autoren die Ansicht, dass die Vorteile eines technologiespezifischen Auktionsdesigns grundsätzlich überwiegen würden.³⁷² *Bezerra et al.* schlagen vor, neue Technologien über technologiespezifische Auktionen an den Markt heran zu führen und diese anschließend in technologieoffene Auktionen zu integrieren.³⁷³

F. Abgrenzung des Untersuchungsgegenstandes zu anderen Themenfeldern

Beim Einsatz von Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemitmix kann es zu thematischen Überschneidungen mit den Themenfeldern der Systemintegration und der Akteursvielfalt kommen. Denn die betreffenden Regelungen³⁷⁴ können sowohl zur Beeinflussung des Technologiemitmix als auch zur Erreichung weiterer sekundärer Zielsetzungen eingesetzt werden. Wenn beispielsweise bei technologieoffenen Auktionen Bonuszahlungen für Anlagen in einer bestimmten Region

³⁶⁹ *Winkler, et al.*, *Renewable Energy* 119 (2018), 473, 474; *Ehrhart et al.*, *Discrimination in Auctions*, 2017; *del Río*, *Energy for Sustainable Development* 41 (2017), 1, 7; *Kreiss et al.*, *Technology-neutral and Discriminatory Auctions*, 2017; *Wigand et al.*, *Auctions for Renewable Energy*, 2016, S. 9 f.; *Santana, Paulo Henrique de Mello*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016, 1216, 1221; *del Río et al.*, *Design Elements*, 2015, S. 34; *Tietjen et al.*, *Renewable Energy Auctions*, 2015, S. 28 f.; *Maurer et al.*, *Electricity Auctions*, S. 80 f.; *Fürsch et al.*, *European RES-E Policy*, 2010, S. 34 f.

³⁷⁰ Sich auf Auktionen beziehend *Frontier Economics*, *Technologieoffenheit*, 2015, S. 24; *Frontier Economics*, *Technologieoffenheit*, 2015, S. 90; *Frontier Economics*, *Reformansätze EEG*, 2012.

³⁷¹ *Jägemann*, *Z Energiewirtschaft* 38 (2014), 235, 235; *Jägemann, et al.*, *Energy Econ.* 40 (2013), 622, 633.

³⁷² *Gawel, et al.*, *Energy Policy* 102 (2017), 16, 24 f.; zumindest gegen eine komplett neutrale Förderung *Aalbers, et al.*, *Energy Policy* 63 (2013), 1240, 1248.

³⁷³ *Bezerra et al.*, *Affordable and Secure Generation*, 2011, S. 2. Ein ähnliches Mischsystem findet sich auch bei *Santana, Paulo Henrique de Mello*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016, 1216, 1221.

³⁷⁴ Siehe zur Übersicht der Regelungen unter § 10A auf S. 52 f.

vorgesehen sind, kann damit sowohl die Zielsetzung verfolgt werden, eine Region zu fördern als auch eine in dieser Region weniger effiziente Technologie. Die Regelungen können sowohl in technologiespezifischen als auch in beschränkt technologieoffenen Auktionen zum Einsatz kommen.

Aufgrund dieser Überschneidungen werden in diesem Kapitel alle Regelungen untersucht, die potenziell in Zusammenhang mit der Technologieoffenheit stehen. Sie müssen nicht zwangsläufig an die eingesetzte Technologie anknüpfen. Daher werden einige Fragestellungen zu Systemintegrationskosten und Akteursvielfalt bereits hier behandelt. Das ermöglicht die Bewertung, inwiefern die mit der Technologieoffenheit verbundenen Zielkonflikte minimiert werden können.

Untersuchungsgegenstand dieses Kapitels sind folglich die Regelungen zur Zulassung der Technologien sowie diejenigen Regelungen, die zumindest auch eingesetzt werden, um die Zielkonflikte bei der Zulassung mehrerer Technologien zu minimieren.

§ 12 Technologieoffenheit im brasilianischen Auktionsmodell

Der voranstehende Abschnitt hat gezeigt, dass es viele verschiedene Spielarten von technologieoffenen Auktionen gibt, die mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen verbunden sind. Das eröffnet den Gesetzgebern die Möglichkeit, das Auktionsdesign an die Erfordernisse des jeweiligen Strommarktes anzupassen. Das spiegelt sich in der Entwicklung des Auktionsdesigns in Brasilien wieder.

Seit Beginn der Stromauktionen in Brasilien im Jahr 2005 haben sich die gesetzten Prioritäten mehrfach grundlegend geändert. Diese Entwicklung spiegelt sich deutlich in der unterschiedlichen Ausgestaltung der Technologieoffenheit im Auktionsdesign wieder. Anhand dieser Änderung lässt sich untersuchen, zu welchen praktischen Ergebnissen die unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten geführt haben. Das macht das brasilianische Auktionsmodell im Hinblick auf die Technologieoffenheit zu einem besonders geeigneten Untersuchungsgegenstand.

Als Grundstein für die Analyse des brasilianischen Auktionsmodells untersucht dieser Abschnitt die für jede Auktion neu erscheinenden Ausschreibungsbedingungen auf Gemeinsamkeiten und Unterschiede und systematisiert die Änderungen. Sofern erforderlich wird diese Systematisierung hinsichtlich des Telos der Normen durch Experteninterviews mit Mitarbeitern der an den Auktionen beteiligten Behörden ergänzt.³⁷⁵ Zudem findet eine Analyse aller für die Frage der Technologieoffenheit relevanten Auktionsergebnisse statt. Dabei wird ebenfalls mit Hilfe von Experteninterviews von privatwirtschaftlichen sowie staatlichen Akteuren untersucht, wann die Auktionsergebnisse auf externe Faktoren und wann auf Änderungen im Auktionsdesign zurückgehen. Dadurch legt diese Arbeit zunächst den Grundstein, um fundierte Aussagen zu den brasilianischen Auktionen treffen zu können.

Auf dieser Grundlage findet die Untersuchung des brasilianischen Modells hinsichtlich der statischen und dynamischen Kosteneffizienz sowie der Steuerung des Technologiemicx statt. Aus der Analyse ergibt sich zudem, an welchen Stellen das brasilianische Auktionsdesign innovative Lösungsansätze für Problemstellungen der EEG-Ausschreibungen enthält.

Dazu wird im ersten Schritt ein Überblick über den Stand der Literatur gegeben sowie die Methodik zur Untersuchung der brasilianischen Auktionen dargestellt (A.). Dann erläutert der Abschnitt die gleichbleibende Grundstruktur des Auktionsdesigns (B.). Hieran schließt sich die Analyse und Bewertung der einzelnen

³⁷⁵ Siehe zur generellen Methodik der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Experten unter § 4 auf S. 8.

Auktionen an, welche zu dem Ergebnis führt, dass sich fünf aufeinanderfolgende Phasen identifizieren lassen. Jede dieser Phasen ist durch unterschiedliche Zielsetzungen und variierende Auktionsdesigns gekennzeichnet. Die Ausgestaltungsvarianten reichen von fast vollständig technologieoffen bis zu fast gänzlich technologiespezifisch. Die Untersuchung der fünf Phasen bestätigt im Wesentlichen die in der Literatur zu Grunde gelegten Annahmen zur Technologieoffenheit. Von besonderem Interesse ist dabei ein innovativer Regelungsansatz zum Umgang mit schwankenden Teilnehmerzahlen bei technologiespezifischen Auktionen (C.). Der Abschnitt schließt mit einer Zusammenfassung der die fünf Phasen überspannenden Erkenntnisse ab (D.).

A. Stand der Literatur, Methodik und Datenquellen

Bisher hat keine umfassende Untersuchung der brasilianischen Auktionen hinsichtlich ihrer Technologieoffenheit stattgefunden. Eine ausführliche Auseinandersetzung mit dem durchaus komplexen und von Auktion zu Auktion wechselnden Auktionsdesign fehlt. Insbesondere die Bildung von Technologiegruppen und der Einsatz des Verteilungsschlüssels zur Aufteilung des Ausschreibungsvolumens unter den Technologiegruppen werden gar nicht oder nicht umfänglich dargestellt.³⁷⁶ Die Veröffentlichungen, die sich etwas tiefergehend mit dem Ausschreibungsdesign befassen, beinhalten zudem keine detaillierte Auseinandersetzung mit den externen Faktoren, die neben dem Auktionsdesign ebenfalls zu den Auktionsergebnissen beigetragen haben.³⁷⁷

Teilweise werden die hinsichtlich der Technologieoffenheit eingesetzten Mechanismen im brasilianischen Auktionsdesign für alle Auktionen zusammengefasst, obwohl sie sich von Auktion zu Auktion unterscheiden. Das führt dazu, dass die Darstellungen unvollständig und teilweise auch falsch sind.³⁷⁸ Zudem erklären

³⁷⁶ *Winkler, et al.*, Renewable Energy 119 (2018), 473; *Tietjen et al.*, Renewable Energy Auctions, 2015, S. 29; *Cunha et al.*, Lessons learned Brazil, 2014; *Dalbem, et al.*, Energy Policy 66 (2014), 303; *del Río/Linares*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 35 (2014), 42, 42; *Held et al.*, Design Features, 2014; *Silva, et al.*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 22 (2013), 686, 694; *Lovinfosse et al.*, Lessons for the Tendering of Renewable Electricity, 2013, S. 13. Siehe zum Umfang der Konkurrenz zwischen den Technologien in den verschiedenen Phasen § 12C.I ab S. 85.

Bei *Rego*, findet sich eine ausführliche Auseinandersetzung mit dem Auktionsdesign. Diese endet jedoch mit Auktoin Nr. 22 im Jahr 2011. Die danach eingeführten Änderungen hinsichtlich der Technologieoffenheit deckt die Arbeit von *Rego* nicht mehr ab, siehe *Rego*, Proposta de Aperfeiçoamento, 2012,.

³⁷⁷ *Hochberg/Poudineh*, Renewable Auction Design, S. 41; *Förster/Amazo*, Auctions in Brazil, 2016.

³⁷⁸ *Hochberg/Poudineh*, Renewable Auction Design, S. 21 untersuchen den Verteilungsschlüssel ohne anzugeben, dass dieser sich von Auktion zu Auktion verändert. Sie beschreiben den Sicherheitsmechanismus noch richtig. Allerdings wird die Verteilung unter den Technologiegruppen falsch beschrieben. Es existiert kein Mechanismus, der abhängig vom gebotenen Preis eine Ver-

manche Autoren die Auktionsergebnisse pauschal mit der Konkurrenzsituation zwischen den verschiedenen Technologien, ohne darauf einzugehen, dass diese nur bei manchen Auktionen oder nur in begrenztem Umfang besteht.³⁷⁹ Im Ergebnis fehlt bisher eine Untersuchung, die es insbesondere durch die Analyse der Änderungen des Auktionsdesigns ermöglicht, die generellen Annahmen zu den Vor- und Nachteilen technologieoffener Auktionen am Beispiel Brasiliens zu verifizieren.³⁸⁰ Diese Detailanalyse ermöglicht es zudem, auch einzelne Elemente des Auktionsdesigns hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit auf das EEG-Ausschreibungsmodell zu überprüfen.³⁸¹

Da auch in Brasilien kaum Literatur veröffentlicht wird, die sich explizit mit dem Auktionsdesign auseinandersetzt, konzentriert sich das Wissen zu den Auktionen in den zuständigen Behörden sowie in darauf spezialisierten Beratungsagenturen. Daher wurden im Rahmen dieser Arbeit neun Experteninterviews mit dem thematischen Schwerpunkt der Technologieoffenheit durchgeführt.³⁸²

Alle Statistiken zu den Auktionsergebnissen stammen, wenn nicht auf andere Quellen verwiesen wird, aus der eigenen Auswertung der von der brasilianischen Stromhandelskammer (CCEE) betriebenen öffentlichen Datenbank „Resultado Consolidado“ sowie den Pressemitteilungen der staatlichen Gesellschaft für Forschung im Stromsektor (EPE).³⁸³ Zudem sind für alle untersuchten Auktionen die Eckpunkte des Auktionsdesigns, die Auktionsergebnisse sowie eine Übersetzung des Verteilungsschlüssels in Annex I aufgeführt. Diese Datenblätter gehen teilweise über die explizit in der Analyse aufgegriffenen Informationen hinaus und sollen als Forschungsgrundlage für weitere Untersuchungen der brasilianischen Auktionen dienen.

Um den Ausbau von Erzeugungskapazitäten zu veranschaulichen, wird üblicherweise die Kapazität der bezuschlagten Anlage in Megawatt (MW) angegeben. In

teilung vornimmt. Zur tatsächlichen Funktionsweise des Verteilungsschlüssels siehe unter § 12B.I ab S. 74.

Maurer et al., Electricity Auctions, S. 34 f. beschreiben die LEN-Auktionen als völlig technologieoffen und die LER- und UHE-Auktionen als technologiespezifisch. Beides trifft nicht zu. Zum Umfang der Technologieoffenheit in den verschiedenen Phasen siehe § 12C.I ab S. 85.

³⁷⁹ *Tietjen et al.*, Renewable Energy Auctions, 2015, S. 8; *Melo*, Estud. av. 27 (2013), 125, 139; *Pereira*, et al., Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (2012), 3786, 3799; *Maurer et al.*, Electricity Auctions, S. 34.

³⁸⁰ Siehe hierzu unter § 12D auf S. 138 ff.

³⁸¹ Siehe hierzu unter § 15 auf S. 188 ff.

³⁸² Siehe die Übersicht der durchgeführten Interviews in Annex III. Siehe zur allgemeinen Methodik der für diese Arbeit durchgeführten Interviews unter § 4 auf S. 8 ff.

³⁸³ CCEE, Resultado consolidado dos leilões,

http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_ao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado+Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_adf.ctrl-state=18jrjprv51_4&_afLoop=1002476894498110#!, (letzter Abruf: 02.09.2019).

Brasilien muss jedoch nicht die gesamte Kapazität einer Anlage in der Auktion angeboten werden. Der Betreiber kann sich vorbehalten, einen Teil der Kapazität am „freien Markt (ACL)“ zu vermarkten.³⁸⁴ Daher würde es das Ergebnis verfälschen, wenn man sich für den Ausbau der Erzeugungskapazitäten im Rahmen der Auktionen auf die Leistung der gesamten Anlagen in MW bezieht. Dementsprechend wird nachfolgend der Wert „MW médio“ (MWm) verwendet. Dieser gibt an, zu wie vielen Megawattstunden Leistung pro Jahr sich der Betreiber im Rahmen der Auktion verpflichtet hat.³⁸⁵ Dies ist insbesondere für den Vergleich unter den Technologien wichtig, da es von Technologie zu Technologie große Schwankungen beim Anteil der Anlagenkapazität gibt, der üblicherweise in der Auktion angeboten wird.

Für die Verteilung der zu versteigernden Leistung unter den Technologien ist bei vielen Auktionen (mit-)entscheidend, in welchem Umfang Gebote für die jeweilige Technologie abgegeben wurden. Daher ist die Beteiligung der verschiedenen Technologien an den Auktionen ein für die Analyse wichtiger Faktor. Von den brasilianischen Behörden wird jedoch keine Statistik veröffentlicht, in welchem Umfang Gebote abgegeben wurden.³⁸⁶ Lediglich der Umfang der Anlagen, die die Phase der technischen Zulassung passiert hat sowie die tatsächlich bezuschlagten Gebote werden in Pressemitteilungen der EPE bekannt gegeben.³⁸⁷ Um Rückschlüsse auf die Beteiligung an den Auktionen ziehen zu können, wird daher nachfolgend auf die Kapazität (in MW) der Anlagen, die die technische Zulassung erhalten haben, Bezug genommen. Damit kann zumindest in der Tendenz nachvollzogen werden, für welche Technologien viele und für welche wenige Gebote abgegeben wurden. Insbesondere wenn die Kapazität der zur Auktion zugelassenen Anlagen einer Technologie sehr gering ist, lässt sich daraus schlussfolgern, dass nur wenige Gebote für diese abgegeben wurden. Dabei ist hervorzuheben, dass bei der technischen Zulassung keine mengenmäßige Begrenzung vorgenommen wird. Es werden alle Anlagen zugelassen, die die technischen Kriterien erfüllen.

³⁸⁴ Siehe zur Aufteilung des brasilianischen Strommarktes in zwei Segmente unter § 6A.II auf S. 19.

³⁸⁵ Eine MWm entspricht 8.760 MWh, da das Jahr 8.760 Stunden hat. Siehe zur Definition der „MW médio“ unter Comercializadora Energisa, Glossário, <http://comercializadora.grupoenergisa.com.br/paginas/mercado-livre/glossario.aspx?letra=M>, (letzter Abruf: 02.09.2019).

³⁸⁶ Es wird auch nicht angegeben, für wie viele Anlagen die für die Teilnahme erforderliche Sicherheitsleistung von 1 % der Investitionssumme hinterlegt wurde. Diese Statistik wäre ansonsten Indizwirkung für die Teilnahme an den Auktionen zugekommen. Siehe näher zu den Sicherheitsleistungen unter § 18C.IV.3.b) auf S. 247.

³⁸⁷ Die Statistik zu den zugelassenen Anlagen findet sich auch in den Datenblättern der Auktionen in Annex I.

B. Die Grundstruktur der technologieoffenen Auktionen in Brasilien

Die nachfolgenden Abschnitte erörtern die Grundstruktur der brasilianischen Auktionen im Hinblick auf die Technologieoffenheit. Prägend für die brasilianischen Auktionen ist die Bildung von Technologiegruppen und der Einsatz eines mathematischen Verteilungsschlüssels, der das Ausschreibungsvolumen unter den Gruppen aufteilt (I.). Anderweitige Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemix spielen im brasilianischen Auktionsdesign nur eine untergeordnete Rolle (II.). Um die den brasilianischen Auktionen eigene Grundstruktur besser verständlich zu machen, erfolgt eine beispielhafte Analyse einer konkreten Auktion aus dem Jahr 2010 (III.).

I. Technologiegruppen und Verteilungsschlüssel

In Brasilien werden sowohl technologiespezifische als auch technologieoffene Auktionen durchgeführt. Bisher ist bei der Mehrzahl der durchgeführten Auktionen mehr als eine Technologie zugelassen worden.³⁸⁸ Da die Auktionen in Brasilien nicht nur zur Förderung erneuerbarer Energien, sondern auch zur Deckung des allgemeinen Strombedarfs eingesetzt werden, können sowohl konventionelle Anlagen als auch Erneuerbare-Energien-Anlagen zu den Auktionen zugelassen werden.³⁸⁹ Es existiert dabei kein rechtsverbindlicher Plan, der festlegt, wann Auktionen durchgeführt werden, wie hoch das Ausschreibungsvolumen ist und welche Technologien zugelassen werden. Das Auktionsdesign kann von den brasilianischen Behörden von Auktion zu Auktion ohne Durchführung eines Gesetzgebungsverfahrens grundlegend geändert werden.

Die Auktionen, zu denen mehr als eine Technologie zugelassen sind, weisen bisher jedoch immer dieselbe Grundstruktur auf. Zunächst werden von den zuständigen Behörden die zugelassenen Technologien bestimmt und in Technologiegruppen eingeteilt. Die Aufteilung der insgesamt zu versteigernden Leistung auf die Technologiegruppen erfolgt anhand eines mathematischen Verteilungsschlüssels. Die Anwendung des Verteilungsschlüssels findet erst nach Abschluss der ersten Auktionsrunde statt, da ein Parameter der mathematischen Formel vom Bietverhalten während der ersten Auktionsrunde abhängt.³⁹⁰ Eine direkte Konkurrenz um die Zuschläge findet nur innerhalb der Technologiegruppen statt. Ein technologieübergreifender Wettbewerb entsteht also nur, wenn eine Gruppe mehrere Technologien umfasst.

³⁸⁸ Bei 30 von 43 Auktionen ist mehr als eine Technologie zugelassen worden.

³⁸⁹ Siehe zu den Funktionen der unterschiedlichen Auktionsarten in Brasilien unter § 7A.II.1 auf S. 34 ff.

³⁹⁰ Siehe zum aus mehreren Runden bestehenden brasilianischen Gebotsverfahrens unter § 7A.III.1 auf S. 37 ff.

Dementsprechend können die Gruppen entweder eine oder mehrere Technologien umfassen. Bis 2013 ist es beispielsweise bei den Auktionen zur Deckung des allgemeinen Strombedarfs (LEN) üblich gewesen, eine Gruppe für Wasserkraft und eine weitere Gruppe für alle übrigen zugelassenen Technologien zu bilden. Später ist die Zuweisung der Gruppen variabler gehandhabt worden.³⁹¹

Der Verteilungsschlüssel erfüllt zwei Funktionen. Erstens sorgt er dafür, dass sowohl auf die gesamte Auktion als auch innerhalb der einzelnen Gruppen immer etwas weniger Strom versteigert wird, als Gebote vorliegen. Das garantiert einen ausreichenden Wettbewerbsdruck.³⁹² Die zweite Funktion des Verteilungsschlüssels besteht in der Verteilung der zu versteigernden Leistung auf die Gruppen. Dabei kann die Verteilung auf die Technologiegruppen von drei verschiedenen Faktoren abhängen. Zum Teil kommt nur einer der drei Faktoren zum Einsatz, zum Teil werden sie aber auch kumulativ angewandt. In der Praxis ändert sich der Verteilungsschlüssel von Auktion zu Auktion. Zudem besteht er sowohl aus öffentlich zugänglichen und als auch aus geheim gehaltenen Parametern.

Der erste mögliche Faktor setzt den Umfang der abgegebenen Gebote in den jeweiligen Gruppen ins Verhältnis. Sind in einer Gruppe mehr Gebote abgegeben worden, erhält sie auch einen größeren Anteil an der zu versteigernden Strommenge.³⁹³ Dabei spielt die Höhe der abgegebenen Gebote keine Rolle. Entscheidend ist allein die Summe der Kapazität der Anlagen, für die Gebote abgegeben wurden.³⁹⁴ Zur Veranschaulichung dient eine Auktionen, in der nur dieser Faktor zum Einsatz kommt und bei der insgesamt 1.000 MWm aufgeteilt auf zwei Gruppen versteigert werden sollen. Wenn in der ersten Auktionsrunde 3.000 MWm für die erste und 7.000 MWm für die zweite Gruppe geboten werden, entfallen schlussendlich 300 MWm auf Gruppe 1 und 700 MWm auf Gruppe 2. Dabei wird die Menge der abgegebenen Gebote in der ersten Auktionsrunde allerdings nicht veröffentlicht. Sie ist nur dem Auktionator bekannt.

Eine Manipulation der Verteilung durch die Abgabe nicht ernst gemeinter Gebote soll durch die zu hinterlegenden Sicherheiten sowie die weiteren Präqualifikationsvoraussetzungen verhindert werden. Zudem kann ein Gebot auch in der ersten Runde zu einem Zuschlag und damit zu der Verpflichtung führen, das Projekt

³⁹¹ Siehe zur Ausgestaltung des Auktionsdesigns der einzelnen Auktionen Tabelle 2.

³⁹² Siehe zu dieser Funktion *Hochberg/Poudineh*, *Renewable Auction Design*, S. 21.

³⁹³ Siehe zu diesem Faktor noch richtig *Hochberg/Poudineh*, *Renewable Auction Design*, S. 21.

³⁹⁴ Dabei wird auf die Kapazität in MWm abgestellt. Siehe zur Einheit MWm in Fn. 385.

umzusetzen.³⁹⁵ Ein nicht ernst gemeintes Gebot abzugeben ist deshalb mit erheblichen Kosten und Risiken verbunden.³⁹⁶

Der zweite mögliche Faktor ist ein behördlich festgelegter Mindestanteil für die Gruppen. Der Verteilungsschlüssel kann beispielsweise vorsehen, dass Gruppe 1 mindestens 40 % der insgesamt versteigerten Leistung erhält. Der Verteilungsschlüssel ist so ausgestaltet, dass Gruppe 1 entweder ihren Mindestanteil erhält oder, wenn dieser Wert höher liegt, ihren Anteil an den in der ersten Runde abgegeben Geboten. Entfallen in einer Auktion, in der nur dieser Faktor eingesetzt wird, 30 % der abgegebenen Gebote auf Gruppe 1, erhält sie trotzdem 40 % der insgesamt zu versteigernden Leistung. Werden 50 % der Gebote für Gruppe 1 abgegeben, erhält sie die Hälfte der zu versteigernden Leistung. Die behördlich festgelegten Mindestanteile werden weder vor noch nach der Auktion veröffentlicht.

Der dritte mögliche Faktor ist eine hierarchische Staffelung der Gruppen. Nehmen wir an, Gruppe 1 wird vor Gruppe 2 geordnet. In diesem Fall würde Gruppe 2 nur noch zum Zuge kommen, wenn in Gruppe 1 nicht genügend Angebote eingegangen sind, um die insgesamt zu versteigernde Leistung abzudecken. Die nachgeordnete Gruppe erhält in einer Auktion, die nur diesen Faktor einsetzt, nur noch den Teil der zu versteigernden Leistung, der übrig bleibt.³⁹⁷

Eine nähere Erläuterung der Funktionsweise des Verteilungsschlüssels findet sich in der beispielhaften Analyse der Auktion Nr. 18 unten im Abschnitt III.³⁹⁸

Der Verteilungsschlüssel unterliegt dabei Geheimhaltungsvorschriften. Weder das insgesamt ausgeschriebene Volumen noch die Summe der abgegebenen Gebote oder der Mindestanteil für die Gruppen werden veröffentlicht.³⁹⁹ Nachdem die Verteilung auf die Technologiegruppen abgeschlossen ist, findet in den weiteren Auktionsrunden die Vergabe der Zuschläge statt. Alle Bieter, die sich innerhalb einer Gruppe befinden, konkurrieren über die Höhe ihrer Gebote miteinander.

³⁹⁵ Dies ist der Fall, wenn das Angebot in einer Gruppe nicht ausreicht, damit weitere Auktionsrunden durchgeführt werden. Siehe zum Ablauf der Auktionen in Brasilien im Einzelnen unter § 7A.III.1 auf S. 37 ff.

³⁹⁶ Diese Kosten entstehen durch die Pflicht zur Hinterlegung der Sicherheitsleistungen und sowie in Folge der zu erfüllenden Präqualifikationsvoraussetzungen. Siehe dazu § 18C auf S. 235 ff.

³⁹⁷ Siehe zum kombinierten Einsatz der drei Faktoren die Erläuterungen zu Auktion Nr. 27 unter § 12C.V.2.b) auf S. 122 ff.

³⁹⁸ § 12B.III auf S. 80.

³⁹⁹ Die Geheimhaltung wird mit der Verhinderung von Wettbewerbsverzerrungen begründet, siehe Fn. 573. Siehe zu den Auswirkungen der fehlenden Planbarkeit für die privatwirtschaftlichen Akteure unter § 12D.II auf S. 143.

Zur Förderung großer Wasserkraftwerke gibt es eine Ausnahme von dieser Systematik. Seit 2008 wird bei den Auktionen zur Deckung des allgemeinen Strombedarfs (LEN) mit einer Vorlaufzeit von mindestens fünf Jahren eine projektspezifische Auktionsphase für große Wasserkraftprojekte der eigentlichen Auktion vorgeschaltet.⁴⁰⁰ Im Vorfeld der Auktion werden von behördlicher Seite spezifische Projekte vorgegeben, auf die sich die Bieter im Rahmen dieser vorgeschalteten Auktionsphase bewerben können. Die bezuschlagte Leistung dieser Auktionsphase wird von der insgesamt ausgeschriebenen Leistung abgezogen. Es finden im Grunde genommen zwei nacheinander geschaltete Auktionen statt, wobei die erste technologiespezifisch und die zweite technologieoffen ausgestaltet ist. In der zweiten Phase können dann auch weiterhin Wasserkraftwerke teilnehmen, die die behördlichen Vorgaben für die erste Phase nicht erfüllen. Nachfolgend konzentriert sich die Darstellung auf den zweiten Teil der Auktion, an dem alle anderen zugelassenen Technologien teilnehmen können.

Welchen Technologiemix das Ergebnis einer Auktion aufweist, hängt folglich sowohl von der Ausgestaltung des Auktionsdesigns durch die Behörden als auch vom Bietverhalten der Marktteilnehmer ab. Durch die Definition der Technologiegruppen und des Verteilungsschlüssels können die Behörden bestimmen, welche Technologien zueinander in Konkurrenz treten und welche in einem geschützten Rahmen an den Auktionen teilnehmen.

II. Anderweitig Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemix

1. Präqualifikationsvoraussetzungen

Grundsätzlich dienen die Präqualifikationsmaßnahmen in Brasilien nicht dazu, bestimmte Bietergruppen zu privilegieren. Die Präqualifikationsvoraussetzungen können sich zwar von Technologie zu Technologie unterscheiden. Für Solarenergie und Windkraft sind beispielsweise Studien zur voraussichtlichen Stromerzeugungskapazität am Standort vorzulegen. Bei Gaskraftwerken hingegen muss nachgewiesen werden, dass eine ausreichende Brennstoffversorgung sichergestellt ist. Hierbei handelt es sich jedoch um Unterschiede, die sich aus den technischen Anforderungen der einzelnen Technologien ergeben. Sie werden nicht gezielt eingesetzt, um einer Technologie oder einer Bietergruppe einen Vorteil zu verschaffen. Folglich werden solche Präqualifikationsvoraussetzungen hier nicht als Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemix eingeordnet.

⁴⁰⁰ Die erste Auktion mit der vorgeschalteten Phase war die Auktion Nr. 11. Die Ausnahme trifft auf 8 der 43 Auktionen zu.

Eine Ausnahme besteht für die Begrenzung des CVU-Werts.⁴⁰¹ Diese wird eingesetzt, um über die Präqualifikationsvoraussetzungen Einfluss auf die Auktionsergebnisse zu nehmen. Der CVU-Wert gibt die variablen Stückkosten pro MWh einer Anlage wieder. Da die variablen Kosten bei Anlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, sehr hoch ausfallen können, sind in der Vergangenheit einige dieser Anlagen praktisch von der Teilnahme ausgeschlossen worden. Von behördlicher Seite wurde in den Interviews angegeben, dass diese Maßnahme hauptsächlich auf mit Erdöl betriebene Anlagen abzielt [Interviews: o,s]. Die Begrenzung dieses Werts hat keine Auswirkung auf die Zulassung von Erneuerbare-Energien-Anlagen und spielt daher für die folgenden Analysen keine Rolle.

2. Keine Scoring Auction in Brasilien

Bei Scoring Auctions werden die Zuschläge anhand einer Mehrzahl an Kriterien erteilt.⁴⁰² Die Scoring Rule bestimmt, in welchem Verhältnis diese Kriterien zueinander stehen. Bei Stromauktionen, die als Scoring Auction ausgestaltet sind, werden neben der Höhe des Gebots beispielsweise auch die Systemintegrationskosten der Anlagen berücksichtigt. Die Verteilernetzkomponente bei den gemeinsamen Ausschreibungen für Windkraft an Land und Solarenergie in Deutschland (§ 10 GemAV) ist ein praktisches Beispiel für eine Scoring Rule. Scoring Auctions wurden zudem auch in Mexiko mit Anknüpfung an Anlagenstandort und Zeitpunkt der Energieerzeugung durchgeführt.⁴⁰³

Den in Brasilien eingesetzten Kosten-Nutzen-Index (ICB-Index)⁴⁰⁴ könnte man als solche Scoring Rule einordnen. Denn bei Auktionen mit Verfügbarkeitsverträgen ist nicht allein die Höhe des Gebots entscheidend, sondern es wird anhand des Kosten-Nutzen-Indexes ermittelt, wer den Zuschlag erhält. Bei dem Index handelt es sich um eine mathematische Formel, die sich aus mehreren Kriterien zusammensetzt. Diese Kriterien geben für Verfügbarkeitsverträge⁴⁰⁵ die wahrscheinlichen Kosten pro erzeugter MWh wieder. Diese Vorhersage ist bei Verfügbarkeits-

⁴⁰¹ Die Abkürzung CVU steht für *Custo Variável Unitário*, was sich mit variable Stückkosten übersetzen lässt. Siehe zu der Thematik *Cunha et al.*, *Lessons learned Brazil*, 2014, S. 4. Der CVU-Wert ist zudem für die zentrale Kraftwerkssteuerung sowie für die Vergütung bei Verfügbarkeitsverträgen erheblich. Er wird nach den Vorgaben des Art. 3 Verordnung MME N° 42/2007 berechnet.

⁴⁰² Siehe zu Scoring Auctions die Literaturhinweise in Fn. 793.

⁴⁰³ Beispiele aus der Praxis sind die Verteilernetzkomponente bei den gemeinsamen Ausschreibungen für Windkraft an Land und Solarenergie (§ 10 GemAV). Scoring Auctions wurden beispielsweise auch in Mexiko mit Anknüpfung an Anlagenstandort und Zeitpunkt der Energieerzeugung durchgeführt, siehe *del Río*, *Auctions in Mexico*, 2017, S. 10.

⁴⁰⁴ Die Abkürzung ICB steht für *Índice de Custo Benefício* und lässt sich mit Kosten-Nutzen-Index übersetzen. Siehe zu seiner Berechnung: EPE, *Índice Custo Benefício (ICB)*, 2017.

⁴⁰⁵ Siehe zu den verschiedenen Vertragsarten und zum ICB-Index unter § 7A.II.1 auf S. 34 bzw. § 7A.III.1.c) auf S. 38.

verträgen erforderlich, da die Vergütung aus einer Fixkostenpauschale zuzüglich einer Vergütung für die variablen Kosten, die durch den tatsächlichen Einsatz des Kraftwerks entstehen, zusammensetzt. Aufgrund der zentralen Kraftwerkssteuerung durch den Nationalen Systemoperator (ONS) und der Abhängigkeit von den hydrologischen Verhältnissen steht im Vorfeld der Auktion jedoch noch nicht fest, wie viel Strom von der einzelnen Anlage produziert werden wird. Um die Vergleichbarkeit der Gebote trotzdem zu ermöglichen, stellt der Kosten-Nutzen-Index eine Prognose der voraussichtlichen Auslastung der Anlage dar und errechnet auf dieser Grundlage das günstigste Angebot pro MWh.

Der Index hat folglich in erster Linie die Funktion, die Gebote für Verfügbarkeitsverträge hinsichtlich ihres Preises vergleichbar zu machen. Auch wenn kritisiert wird, dass bestimmte Technologien indirekt von der Ausgestaltung des Index profitieren würden, ist es kein Instrument, das gezielt zur Privilegierung von Technologien eingesetzt wird.⁴⁰⁶ Der Einsatz des Kosten-Nutzen-Index als Kriterium für die Zuschlagsvergabe ergibt sich vielmehr aus den speziellen Erfordernissen der Verfügbarkeitsverträge in Brasilien. Er dient nicht dazu den Technologiemix zu steuern, um die Auswirkungen technologieoffener Auktionen zu minimieren. Insofern lässt sich das brasilianische Auktionsdesign, auch wenn der Kosten-Nutzen-Index eingesetzt wird, nicht als Scoring Auction bezeichnen. Insbesondere für Erneuerbare-Energien-Anlagen, die im Rahmen der zentralen Kraftwerkssteuerung immer eingesetzt werden, spielt der Kosten-Nutzen-Index kaum eine Rolle.

Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass im brasilianischen Auktionsdesign die Bildung von Technologiegruppen und der Einsatz des Verteilungsschlüssels die relevanten Faktoren zur Steuerung des Technologiemix sind [Interviews: u,s,t]. Andere Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemix spielen hierbei keine maßgebliche Rolle.

III. Erläuterung des Ablaufs anhand der Auktion Nr. 18

Der Ablauf der technologieoffenen Versteigerung in Brasilien wird nachfolgend anhand der Auktion Nr. 18 vom 26.08.2010 Auktion erläutert.⁴⁰⁷ Es handelt sich dabei um eine Auktion zur Förderung erneuerbarer Energien (LFA Auktion).⁴⁰⁸ Sie

⁴⁰⁶ Zur Kritik siehe *Rego*, *Proposta de Aperfeiçoamento*, 2012, S. 95; *Rego*, *The Electricity Journal* 26 (2013), 30.

⁴⁰⁷ Siehe zur Nummerierung der Auktionen Tabelle 2.

⁴⁰⁸ Die Abkürzung LFA steht für *Lelão de Fontes Alternatives* und lässt sich mit Auktion für alternative Energiequellen übersetzen. Siehe zu den verschiedenen Auktionsarten unter § 7A.II.1 auf S. 34.

ist durch ein vergleichsweise simples und deshalb zur Veranschaulichung besonders gut geeignetes Auktionsdesign gekennzeichnet.

1. Auktionsdesign

Zu der Auktion Nr. 18 waren kleine Wasserkraftwerke, Biomasseanlagen und Windkraftanlagen zugelassen.⁴⁰⁹ Das Auktionsdesign sah zwei Technologiegruppen vor. Zur ersten Gruppe gehörten die kleinen Wasserkraftwerke und zur zweiten Gruppe die Biomasse- und Windkraftanlagen.⁴¹⁰ Ausschreibungsgegenstand der ersten Gruppe waren Mengenverträge. In der zweiten Gruppe wurden Verfügbarkeitsverträge versteigert.⁴¹¹ Als Preisobergrenze legte das Energieministerium für die erste Gruppe 155,00 R\$/MWh und für die zweite Gruppe 167,00 R\$/MWh fest.⁴¹²

Der Verteilungsschlüssel besteht aus den Formeln (2) bis (8) des Anhangs I der Verordnung „Portaria MME N° 565/2010“. Die Formeln sind nachfolgend in Tabelle 1 (siehe S. 82) mit einer Übersetzung der mathematischen Terme aufgeführt.

Wie oben beschrieben, hat der Verteilungsschlüssel zwei Funktionen. Die erste Funktion besteht darin, die insgesamt zu versteigernde Leistung zu verringern, falls in der ersten Auktionsrunde eine zu niedrige Beteiligung an der Auktion verzeichnet wird. Diese Funktion wird von Formel (2) erfüllt. Der Wert „QTD - insgesamt zu versteigernde Menge“ bestimmt, wie viel Strom in der Auktion versteigert wird. Es handelt sich dabei um eine Minimumsfunktion.⁴¹³ Das bedeutet, „QTD“ ist gleich dem kleineren der beiden durch das Semikolon getrennten Terme „QTDEC“ und „QTO/PD“. „QTDEC“ ist die von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung. „QTO“⁴¹⁴ ist die Summe der von den Bietern in der ersten Auktionsrunde gebotenen Leistung und „PD“⁴¹⁵ ist ein nicht öffentlich bekannt gegebener Wert kleiner-gleich 1. Durch die Division der von den Bietern in der ersten Auktionsrunde gebotenen Leistung durch einen Wert kleiner-gleich 1 im Rahmen dieser Minimumsfunktion wird sichergestellt, dass die insgesamt versteigerte Leistung immer unterhalb der tatsächlich angebotenen Leistung liegt.

⁴⁰⁹ Art. 1 Verordnung MME N° 555/2010.

⁴¹⁰ Anexo I Nr. 1 XXVII, XXVIII Verordnung MME N° 565/2010.

⁴¹¹ Siehe zu den verschiedenen Vertragsarten als Auktionsgegenstand unter § 7A.I.1 auf S. 32.

⁴¹² Nr. 10.2 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 18.

⁴¹³ Die brasilianischen Behörden verwenden die Bezeichnung „nachgefragt“ (auf Portugiesisch: *demandada*) und nicht „zu versteigern“, da bei LEN und LFA Auktionen die Menge nicht vom Auktionator bestimmt wird, sondern im Wesentlichen von der Nachfrage der Stromversorgungsunternehmen abhängt.

⁴¹⁴ Siehe Formel (3).

⁴¹⁵ Siehe Formel (8).

Über den Wert „PD“ kann der Auktionator das minimale Konkurrenzniveau in der Auktion festlegen.

Die zweite Funktion besteht in der Verteilung der zu versteigernden Leistung auf die Gruppen. Bei dieser Auktion ist für die Verteilung auf die Gruppen nur ein Faktor entscheidend. Die Verteilung beruht auf dem Mengenverhältnis der in der ersten Auktionsrunde in der jeweiligen Gruppe abgegebenen Gebote. Dies lässt sich den Formeln (4) und (5) entnehmen. Sie bestimmen die „zu versteigernde Leistung“ der jeweiligen Gruppe. Dafür wird der Quotient der „in der ersten Runde abgegebenen Gebote“ der jeweiligen Gruppe und der „Summe der abgegebenen Gebote“ gebildet und mit der „insgesamt zu versteigernden Menge“ multipliziert.

An folgendem Beispiel lässt sich die Funktionsweise des Verteilungsschlüssels veranschaulichen: Ist der Wert „insgesamt zu versteigernden Leistung“ gleich 1.000 MWm und werden in der ersten Auktionsrunde in der Gruppe 1 (Wasser) Angebote von insgesamt 3.000 MWm abgegeben und in der Gruppe 2 (Biomasse + Wind) Angebote von insgesamt 7.000 MWm, ergibt das ein Verhältnis von 0,3 zu 0,7 zu Gunsten der Gruppe 2 (Biomasse + Wind). Multipliziert man diese Werte mit dem Wert der „insgesamt zu versteigernden Leistung“, entfallen 300 MWm auf die Gruppe 1 (Wasser) und 700 MWm auf die Gruppe 2 (Biomasse + Wind).

2. Teil: Technologieoffenheit

Tabelle 1 - Formeln zu Bestimmung der "Quantidade Demandada" der Auktion LFA 08/2010
 Quelle: Die Formeln stammen aus Annex I Nr. 4.5 Portaria MME N° 565/2010. Die Übersetzung wurde vom Bearbeiter vorgenommen.

Formel	Übersetzung der Terme
$(2) QTD = \min\left[QTDEC; \left(\frac{QTO}{PD}\right)\right]$	QTD – Insgesamt zu versteigernde Leistung QTDEC – Von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung QTO – Summe abgegebener Gebote PD - Konkurrenzparameter
$(3) QTO = QOPD + QOPQ$	QTO – Summe abgegebener Gebote QOPD – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2 QOPQ – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1
$(4) QDPD = QTD \times \frac{QOPD}{QTO}$	QDPD – Zu versteigernde Leistung Gruppe 2 QTD – Insgesamt zu versteigernde Leistung QOPD – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2 QTO – Summe abgegebener Gebote
$(5) QDPQ = QTD \times \frac{QOPQ}{QTO}$	QDPQ – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1 QTD – Insgesamt zu versteigernden Menge QOPQ – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1 QTO – Summe abgegebener Gebote
$(6) ORPD = QDPD \times FR$	ORPD – Referenzmenge Gruppe 2 QDPD – Zu versteigernde Leistung Gruppe 2 FR – Referenzfaktor

Nach der ersten Auktionsrunde steht also fest, in welchem Umfang Stromlieferverträge versteigert werden und wie sich die Verteilung auf die Technologiegruppen gestaltet. Darauf folgen die weiteren Auktionsrunden, in denen die Bieter, die sich in einer Gruppe befinden, unmittelbar miteinander konkurrieren. Ein technologieübergreifender Wettbewerb hat bei der Auktion Nr. 18 also in Gruppe 2 zwischen Biomasse- und Windkraftanlagen stattgefunden. Im folgenden Abschnitt wird das tatsächliche Ergebnis der Auktion analysiert.

2. Auktionsergebnis

Bei der Auktion Nr. 18 wurden 714,3 MWm versteigert. Davon entfielen rund 90 % auf Windkraftanlagen (siehe Diagramm 2). Die übrige Leistung verteilte sich auf Wasserkraftanlagen (7 %) und Biomasseanlagen (3 %). Der durchschnittliche Zuschlagspreis lag bei den Wasserkraftanlagen bei 146,47 R\$/MWh, bei den Windkraftanlagen bei 134,46 R\$/MWh und bei den Biomasseanlagen bei 137,92 R\$/MWh.

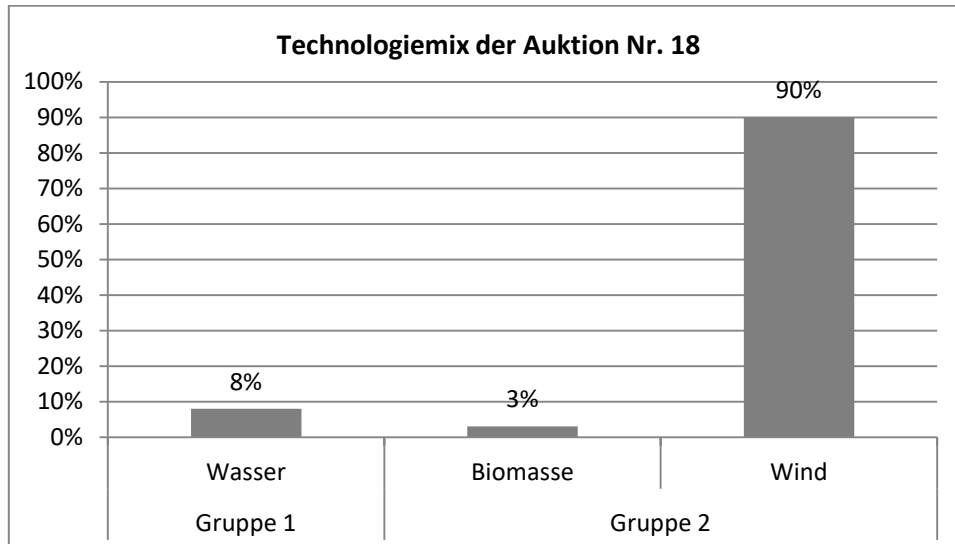


Diagramm 2 – Technologiemix der Auktion Nr. 18.

Quelle: Eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Das Diagramm zeigt die prozentuale Aufteilung der versteigerten Leistung in MWm auf die Technologien und Technologiegruppen. Es sind insgesamt 714,3 MWm versteigert worden.

Vor dem Hintergrund des oben beschriebenen Auktionsdesigns lässt sich das Auktionsergebnis folgendermaßen interpretieren:

Mit 48,1 MWm sind nur rund 7 % der versteigerten Leistung auf Wasserkraftanlagen entfallen. Da diese sich ohne Konkurrenz in einer Technologiegruppe befunden hat, erklärt sich deren Abschneiden allein anhand des eingesetzten Verteilungsschlüssels. Es sind folglich in der ersten Auktionsrunde wesentlich weniger Gebote für Wasserkraftanlagen abgegeben worden als für Biomasse- und Windkraftanlagen. Das deckt sich mit der Statistik der zur Auktion zugelassenen Anlagen. Denn es sind nur 15 kleine Wasserkraftanlagen mit einer Kapazität von insgesamt 287 MW für die Auktion zugelassen worden. Demgegenüber wurden in der anderen Gruppe 320 Windkraftanlagen mit einer Kapazität von 8.304 MW und 33 Biomasseanlagen mit einer Kapazität von 1.824 MW zugelassen.⁴¹⁶ Der Um-

⁴¹⁶ EPE, Pressemitteilung: INFORME À IMPRENSA - Leilões de Fontes Alternativas 2010, 11.08.2010, http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-87/20100811_1.pdf, (letzter Abruf: 02.09.2019).

stand, dass die Wasserkraftanlagen im Durchschnitt auch teurer gewesen sind, hat hingegen keine Rolle gespielt.

Die Biomasseanlagen hingegen haben sich in einer Gruppe zusammen mit den Windkraftanlagen befunden. Sie mussten sich also in unmittelbarer Konkurrenz über den Gebotspreis gegen die Windkraft durchsetzen. Dies ist nur in wenigen Fällen gelungen. Die Biomasseanlagen haben mit 22,3 MWm nur etwa 3 % der versteigerten Leistung erhalten. Biomasseanlagen sind also zu diesem Zeitpunkt gegenüber Windkraftanlagen nicht konkurrenzfähig gewesen. Das lässt sich auch an der Auktion Nr. 17 erkennen, die am Vortag stattgefunden hat. Bei dieser sind Biomasse und Windkraftanlagen in eigenen Technologiegruppen auktioniert worden und der durchschnittliche Zuschlagspreis für Biomasseanlagen lag um 8,63 R\$ höher als für Windkraftanlagen. Zusammengefasst lässt sich festhalten, dass der geringe Anteil an Wasserkraftanlagen auf den geringen Umfang an Geboten zurückgeht, wohingegen der geringe Anteil an Biomasseanlagen in dieser Auktion mit der Höhe der abgegebenen Gebote zu erklären ist.

C. Analyse und Bewertung des brasilianischen Modells der Technologieoffenheit

Die im vorangegangenen Abschnitt beschriebene Grundstruktur der brasilianischen Auktionen bietet dem brasilianischen Energieministerium die Möglichkeit, das Maß an Technologieoffenheit und die Kriterien für die Verteilung des Ausschreibungsvolumens von Auktion zu Auktion den Zielsetzungen und äußeren Umständen anzupassen. Von diesen Spielräumen wurde in großem Umfang Gebrauch gemacht. Das Auktionsdesign ist nach fast jeder Auktion verändert worden. Zwischen 2005 und 2018 lassen sich im Hinblick auf die mit dem Auktionsdesign verfolgten Zielsetzungen fünf verschiedene Phasen ausmachen. Jede Phase zeichnet sich durch eine unterschiedliche Ausrichtung hinsichtlich der Technologieoffenheit aus.

Es ist das Ziel dieses Abschnitts zu untersuchen, welchen Effekt diese Kompromisslösungen in der Praxis auf die statische Kosteneffizienz, die dynamische Kosteneffizienz sowie die Beeinflussbarkeit des Technologiemix gehabt haben. Damit wird der Zusammenhang zwischen dem Meinungsstand in der Literatur zu den Zielen und Zielkonflikten technologieoffener Auktionen und der praktischen Umsetzung des brasilianischen Auktionsmodells hergestellt. Dazu wird zunächst ein Überblick über die fünf Phasen gegeben sowie die phasenübergreifenden Faktoren, die für die Interpretation der Auktionsergebnisse wichtig sind, dargestellt (I.). Es schließt sich die Untersuchung der einzelnen Phasen an (II. bis VI.).

I. Übersicht: Fünf Phasen der technologieoffenen Auktionierung in Brasilien

Tabelle 2 auf S. 88 zeigt, dass hinsichtlich der Technologieoffenheit sehr viele Veränderungen am Auktionsdesign vorgenommen wurden. Zu über drei Viertel der Auktionen, die zwischen 2005 und 2018 stattgefunden haben, wurden mehrere Technologien zugelassen.⁴¹⁷ Die Anzahl der Technologiegruppen variiert von einer bis vier und es sind insgesamt 15 verschiedene Varianten des Verteilungsschlüssels eingesetzt worden, die sich zum Teil sehr deutlich unterscheiden. In Tabelle 2 ist vereinfacht dargestellt, welche Kriterien im Rahmen des Verteilungsschlüssel berücksichtigt wurden und ob es eine vorgezogene Auktionsphase für bestimmte Wasserkraftprojekte gegeben hat. Die genaue Ausgestaltung und das Verhältnis der Kriterien untereinander werden im Rahmen der Untersuchung des Auktionsdesigns der jeweiligen Auktion erläutert. Welche Auswirkungen die ständigen Änderungen für die Transparenz der Regelungen sowie für die Planungssicherheit der Marktteilnehmer haben, wird ebenfalls diskutiert.⁴¹⁸

Die angesprochenen Änderungen des Auktionsdesigns sind in der Literatur bisher nur punktuell aufgearbeitet worden.⁴¹⁹ Daher nimmt diese Arbeit erstmals eine eingehende Analyse des Auktionsdesigns, der Auktionsergebnisse sowie der äußeren Einflussfaktoren vor. Das Ergebnis dieser Analyse ist, dass sich die 43 Auktionen in fünf Phasen einteilen lassen. In jeder dieser Phasen wurden unterschiedliche Zielsetzungen hinsichtlich des gewünschten Technologiemicx verfolgt. Von Behördenseite ist im Rahmen der Experteninterviews bestätigt worden, dass es verschiedene Phasen gab, die sich in ihrer Zielsetzung unterscheiden [Interviews: o,s,t]. Genaue Angaben, wann welche Zielsetzung mit dem Auktionsdesign verfolgt wurde, werden von den Behörden aus Gründen der Geheimhaltung nicht gemacht.

Die erste Phase⁴²⁰ von 2005 bis 2009 war von einem sehr technologieoffenen Auktionsdesign geprägt. Ein möglichst schneller Ausbau der Erzeugungskapazitäten zu geringen Preisen war absolute Priorität. In der zweiten Phase⁴²¹ von 2009 bis 2010 wurde die Zulassung der Technologien stark beschränkt, um erneuerbare Energiequellen zu fördern. Die Marktetablierung der Windkraft stand besonders im Fokus der brasilianischen Behörden. Nachdem Erreichung dieser Zielsetzung

⁴¹⁷ Bei 30 der 43 in diesem Zeitraum durchgeführten Auktionen ist mehr als eine Technologie zugelassen gewesen.

⁴¹⁸ Siehe hierzu unter § 12D.II auf S. 142 sowie § 12D.III auf S. 144.

⁴¹⁹ Siehe zum Stand der Literatur unter § 12A auf S. 71.

⁴²⁰ Auktionen N° 1 bis 12. Die Nummerierung der Auktionen richtet sich nach Tabelle 2.

⁴²¹ Auktionen N° 13 bis 19.

wurde in der kurzen dritten Phase von 2011 bis 2012⁴²² wieder technologieoffen versteigert, wobei die Windkraft eine dominante Marktposition einnahm. Die dominante Marktposition einer Technologie war jedoch unerwünscht, weshalb diese Entwicklung mit Hilfe des Auktionsdesigns der vierten Phase von 2013 bis 2016⁴²³ aufgehalten wurde. Das nur in geringem Maße technologieoffene Auktionsdesign in dieser Phase erreichte eine Diversifizierung des Technologiemix sowie die spezielle Förderung der Solarenergie. Die fünfte Phase von 2017 bis 2018⁴²⁴ war ebenfalls kaum technologieoffen ausgestaltet. Eine neue Art des Verteilungsschlüssels prägte die Steuerung des Technologiemix in dieser Phase.

Über die fünf Phasen hinweg kommt der Wasserkraft im brasilianischen Auktionssystem eine Sonderrolle zu. Ihr wird in den LEN Auktionen, insbesondere in denen mit einer Vorlaufzeit von mindestens fünf Jahren, eine Priorisierung eingeräumt [Interviews: o,p]. Aus diesen Gründen hat in Brasilien bisher auch keine komplett technologieoffene Auktion stattgefunden. Wie Tabelle 2 auf S. 88 zu entnehmen ist, wird für die Wasserkraft, immer wenn sie an der Auktion teilnehmen soll, eine eigene Technologiegruppe gebildet. Die Priorisierung der Wasserkraft findet sowohl über den Verteilungsschlüssel als auch über die beschriebene vorgeschaltete Auktionsphase statt.⁴²⁵ In der Praxis ist es aber seit etwa 2007 sehr schwierig geworden, umweltrechtliche Genehmigungen für Wasserkraftwerke zu erhalten. Das Abschneiden der Wasserkraft hängt daher zumeist nicht vom Auktionsdesign, sondern davon ab, wie viele Projekte eine Genehmigung erhalten haben [Interviews: o,q,r]. Zudem können Wasserkraftwerke an Auktionen mit einer Vorlaufzeit von weniger als fünf Jahren kaum realistisch teilnehmen [Interviews: o,p,r].

Bei der Interpretation der Auktionsergebnisse sind zudem die Eigenheiten des Geschäftsmodells der Biomasseanlagen zu berücksichtigen. Die Biomasseanlagen werden zumeist nicht in erster Linie zur Stromerzeugung, sondern zur Produktion von Zucker oder von Alkohol für Biokraftstoff genutzt [Interviews: o,p]. Die Gewinnmargen auf dem Biokraftstoffmarkt sind dabei oft höher als bei der Stromproduktion [Interviews: o,p]. Es hängt sehr von der Möglichkeit der anderweitigen Nutzung der Biomasse ab, ob es sich lohnt zusätzlich an den Stromauktionen teilzunehmen. Das führt dazu, dass Biomasseanlagen in Einzelfällen zwar sehr konkurrenzfähige Preise bieten können, sie sich aber in der Breite nicht durchsetzen können [Interviews: o,p].

⁴²² Auktionen N° 20 bis 23.

⁴²³ Auktionen N° 24 bis 39.

⁴²⁴ Auktionen N° 40 bis 43.

⁴²⁵ Siehe zur vorgeschalteten Auktionsphase § 12B.I auf S. 77.

Ferner ist bei der Analyse der Auktionsergebnisse eine Besonderheit hinsichtlich der Gaskraftwerke zu beachten. Die Betreiber hatten zwischen 2011 und 2014 mit schwerwiegenden Lieferengpässen zu kämpfen, die mit der Monopolstellung der halbstaatlichen Petrobras bei der Gasversorgung in Zusammenhang stehen. Infolgedessen konnten die Betreiber von Gaskraftwerken häufig den für die Zulassung zur Auktion erforderlichen Nachweis einer sicheren Gasversorgung nicht erbringen [Interviews: o,p]. Ein Experte auf behördlicher Seite sprach sogar davon, dass in diesem Zeitraum rund 90 % der Zulassungsanträge aus diesem Grund abgelehnt werden mussten [Interview: o].

In den nachfolgenden Abschnitten wird für jede der Phasen untersucht, welche Effekte das Auktionsdesign auf die statische und dynamische Kosteneffizienz hatte. Zudem erfolgt eine Analyse, inwiefern das Auktionsdesign es erlaubt, den Technologiemix zu beeinflussen, um Systemintegrationskosten minimieren zu können. In diesem Zusammenhang analysieren die folgenden Abschnitte ebenfalls, ob es dem Auktionsdesign gelingt, auch bei schwankender Teilnahme an den Auktionen das Konkurrenzniveau so zu optimieren, dass ein ausreichender Wettbewerbsdruck gewährleistet wird. Diese Problemstellung besteht sowohl in Brasilien als auch in Deutschland. Daher legt die folgende Untersuchung ein besonderes Augenmerk auf die diesbezüglichen Lösungsansätze. Die Analyseergebnisse der einzelnen Phasen werden vorangestellt. Die detaillierte Untersuchung der einzelnen Auktionen folgt im Anschluss.

Tabelle 2 - Übersicht Technologieoffenheit der bisher durchgeführten Auktionen. Quelle: eigene Auswertung der Ausschreibungsunterlagen.

Anmerkung: Vorlaufzeit beschreibt die nominelle Zeit zwischen Auktionsdatum und Fristablauf zur Inbetriebnahme der Anlage. Siehe zur tatsächlichen Vorlaufzeit die Tabelle 4 auf S. 231. Für nähere Informationen zu den Kriterien des Verteilungsschlüssels siehe unter B.I. Grau hinterlegte Auktionen sind angekündigt, aber nicht durchgeführt worden. Die im Text beschriebenen fünf Phasen sind durch breite Linien voneinander getrennt.

	Allgemeines				Technologiegruppen				Kriterien des Verteilungsschlüssels				Verst. Leistung in MW
	Nr.	Auktion	Datum	Vorlaufzeit in Jahren	Gruppe 1	Gruppe 2	Gruppe 3	Gruppe 4	Gebote erste Runde	Behördl. Mindestanteil	Hierarchie	Vorgezogene Phase für spezielle Wasserkraftwerke	
1. Phase	1.	LEN 12/2005	16.12.2005	3; 5	Offen für alle								3.286
	2.	LEN 06/2006	29.06.2006	3	Wasser	Offen			x				1.682
	3.	LEN 10/2006	10.10.2006	5	Wasser	Offen			x	x			1.104
	4.	LFA 05/2007	24.05.2007	3	Wasser	Biomasse; Wind			x				186
	5.	LEN 07/2007	26.07.2007	3	Wasser	Offen					x		1.304
	6.	LEN 10/2007	16.10.2007	5	Wasser	Offen					x		2.312
	7.	UHE 12/2007	10.12.2007	5	Wasser								1.553
	8.	UHE 05/2008	19.05.2008	5	Wasser								1.383
	9.	LER 08/2008	14.08.2008	1; 2	Biomasse								567
	10.	LEN 09/2008(A)	17.09.2008	3	Wasser	Offen				x			1.076
	11.	LEN 09/2008(B)	30.09.2008	5	Wasser	Offen				x		x	3.125
	12.	LEN 08/2009	27.08.2009	3	Wasser	Offen					x		1
2. Phase	13.	LER 12/2009	14.12.2009	3	Wind								753
	14.	LEN 12/2009	18.12.2009	5	Wasser								0
	15.	UHE 04/2010	20.04.2010	1	Wasser								3.200
	16.	LEN 07/2010	30.07.2010	5	Wasser								327
	17.	LER 08/2010	25.08.2010	3 ⁴²⁶	Kl. Wasserkr.	Biomasse	Wind			x			445
	18.	LFA 08/2010	26.08.2010	3	Kl. Wasserkr.	Biomasse; Wind			x				714
	19.	LEN 12/2010	17.12.2010	5	Wasser								968
3.	20.	LEN 08/2011	17.08.2011	3	Wasser	Biomasse; Gas; Wind			x				1.544
	21.	LER 08/2011	18.08.2011	3	Biomasse;								460

⁴²⁶ In dieser Auktion sind der Auktionierung der hier angegeben drei Produkte zwei spezielle Phasen für Biomasseanlagen, die 2011 bzw. 2012 in Betrieb gehen, vorgeschaltet gewesen. Siehe hierzu näher unter § 12C.III.3.c)aa)(2) auf S. 99.

	Allgemeines				Technologiegruppen				Kriterien des Verteilungsschlüssels				Verst. Leistung in MW
	Nr.	Auktion	Datum	Vorlaufzeit in Jahren	Gruppe 1	Gruppe 2	Gruppe 3	Gruppe 4	Gebote erste Runde	Behördl. Mindestanteil	Hierarchie	Vorgezogene Phase für spezielle Wasserkraftwerke	
					Wind								
	22.	LEN 12/2011	20.12.2011	5	Wasser	Biomasse; Gas; Wind			x	x		x	552
	23.	LEN 12/2012	14.12.2012	5	Wasser	Biomasse; Gas; Wind			x	x		x	302
4. Phase	24.	LER 08/2013	23.08.2013	2	Wind								691
	25.	LEN 08/2013	29.08.2013	5	Wasser	Biomasse; Gas; Kohle			x	x		x	676
	26.	LEN 11/2013	18.11.2013	3	Wasser	Biomasse; Gas; Solar; Wind			x	x			333
	27.	LEN 12/2013	13.12.2013	5	Wasser	Biomasse; Gas; Kohle	Wind; Solar		x	x	x	x	1.600
	28.	LEN 06/2014	06.06.2014	3	Wasser	Biomasse; Gas; Solar; Wind			x	x			395
	29.	LER 10/2014	31.10.2014	3	Biomasse	Solar	Wind			x	x		535
	30.	LEN 11/2014	28.11.2014	5	Wasser	Biomasse; Gas; Kohle	Wind; Solar		x	x	x	x	2.743
	31.	LFA 04/2015	27.04.2015	2;3	Biomasse	Wind			x	x			97
	32.	LEN 04/2015	30.04.2015	5	Wasser	Biomasse; Gas; Kohle			x	x		x	1.147
	33.	LER 07/2015	03.07.2015	1	Gas								0
	34.	LEN 08/2015	21.08.2015	3	Wasser	Biomasse; Gas	Wind		x	x	x		314
	35.	LER 08/2015	28.08.2015	3	Solar								232
	36.	LER 11/2015	13.11.2015	3	Solar	Wind				x			508
	37.	LEN 03/2016	31.03.2016	5	Wasser	Biomasse; Kohle	Gas	Wind	x	x	x	x	202
38.	LER 09/2016	23.09.2016	4	Wasser								95	
39.	LER 12/2016	19.12.2016	3	Solar	Wind				x			0	
5. Phase	40.	LEN 12/2017(A)	18.12.2017	4	Wasser	Biomasse	Solar	Wind	x	x			220
	41.	LEN 12/2017(B)	20.12.2017	6	Wasser	Biomasse; Kohle	Gas	Wind	x	x		x	2737
	42.	LEN 04/2018	04.04.2018	4	Wasser	Biomasse	Solar	Wind	x	x			299
	43.	LEN 08/2018	31.08.2018	6	Wasser	Biomasse; Gas; Kohle	Wind		x	x		x	835

II. Erste Phase: Technologieoffenes Auktionsdesign für maximalen Ausbau der Erzeugungskapazitäten (2005-2009)

Als Brasilien das Auktionsmodell im Jahr 2005 eingeführt, war der schnelle Ausbau der Kraftwerkskapazitäten zu möglichst günstigen Preisen oberste Priorität.⁴²⁷ Abgesehen von der Förderung der Wasserkraft hatte die Steuerung des Technologiemix keine Priorität. Daher prägte bis auf die Förderung der Wasserkraft ein weitgehend technologieoffenes Auktionsdesign die 1. Phase.⁴²⁸

Das Energieministerium förderte die Wasserkraft durch zwei Maßnahmen. Zum einen gab es zwei auf Wasserkraft zugeschnittene technologiespezifische Auktionen.⁴²⁹ Und zum anderen wurden bei den übrigen Auktionen mit Beteiligung der Wasserkraft zwei Technologiegruppen gebildet; eine für die Wasserkraft und eine für alle weiteren Technologien. Der Verteilungsschlüssel zur Aufteilung der zu versteigernden Leistung auf die beiden Gruppen wurde von Auktion zu Auktion verändert. Zu Beginn der Phase wurde hauptsächlich auf die Menge der in der ersten Auktionsrunde abgegebenen Gebote gesetzt, zum Ende der Phase wurde eine Hierarchie zwischen den Gruppen zu Gunsten der Wasserkraft etabliert. In der zweiten Technologiegruppe herrschte jedoch Technologieoffenheit. Das bedeutet, alle Energieträger – außer der Wasserkraft – waren zugelassen und konkurrierten direkt miteinander.⁴³⁰ Über das Auktionsdesign der 1. Phase lässt sich also nur bedingt Einfluss auf den Technologiemix nehmen. Nur eine Technologie bzw. Technologiegruppe kann gegenüber den anderen Technologien priorisiert werden.

Die mit diesem Auktionsdesign verfolgten Zielsetzungen sind erreicht worden. Es ist es von Beginn an gelungen, in großem Maße Investitionen in den brasilianischen Strommarkt zu bewirken [Interviews: o,s].⁴³¹ Zudem ist die Wasserkraft die stärkste Kraft gewesen (siehe Diagramm 3). Dass nicht noch mehr als 37 % der Zuschläge auf Wasserkraftanlagen entfallen sind, lag nicht am Auktionsdesign, sondern an den Schwierigkeiten, Umweltgenehmigungen für Wasserkraftwerke zu erhalten [Interviews: o,p,r].⁴³² Da ein möglichst schneller und günstiger Kapazitätsausbau Priorität hatte, ist die Verteilung unter den übrigen Technologien dem

⁴²⁷ Tolmasquim, Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, S. 22 f.

⁴²⁸ Die erste Phase umfasst die Auktionen Nr. 1 bis 12 gemäß Tabelle 2.

⁴²⁹ Siehe Auktionen Nr. 7 und 8.

⁴³⁰ Die Ausnahme davon bilden die beiden Auktionen Nr. 4 und 9, die eingesetzt wurden, um Biomasseanlagen zu fördern.

⁴³¹ Es sind insgesamt 17.579 MWm Leistung versteigert worden. Das entspricht 3.516 MWm pro Jahr. Das ist der höchste durchschnittliche Wert aller fünf Phasen.

⁴³² Eine ausführliche Diskussion zu den Auswirkungen des Auktionsdesigns auf die Verteilung der versteigerten Leistung auf die beiden Gruppen in der ersten Phase findet sich bei Rego, Proposta de Aperfeiçoamento, 2012, S. 88 ff.

Markt überlassen worden. Dementsprechend hat das brasilianische Energieministerium in dieser Phase auch in Kauf genommen, dass sich kaum Anlagen anderer erneuerbarer Technologien durchsetzen konnten. Sie sind in dieser Phase noch zu teuer gewesen, um mit den Verbrennungskraftwerken zu konkurrieren. Nur die Biomasse ist in den Auktionen Nr. 4 und 9 speziell gefördert worden. Außerhalb dieser Auktionen konnte sie nur in Einzelfällen Zuschläge erhalten.⁴³³

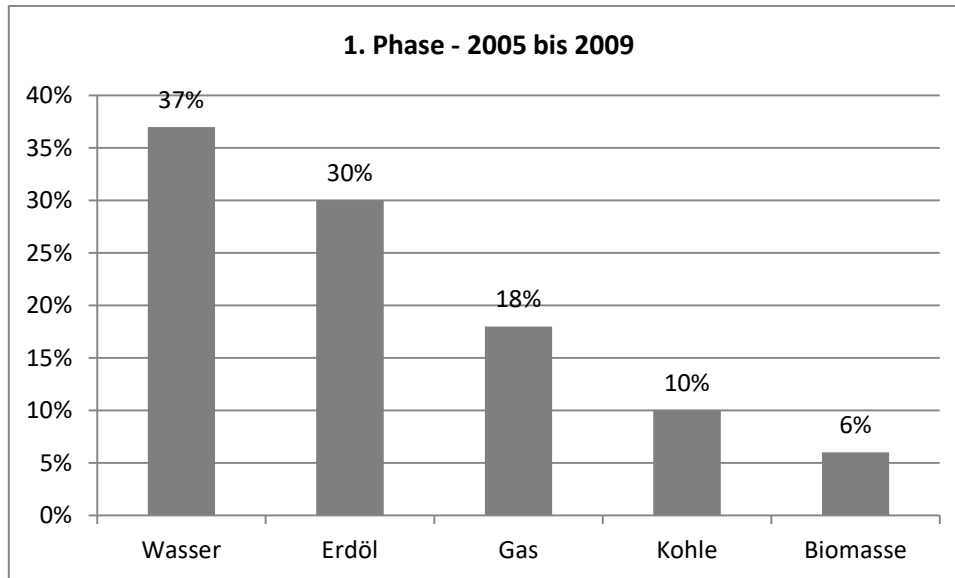


Diagramm 3 – Anteil an versteigert Leistung in der 1. Phase.

Quelle: eigene Auswertung Resultado Consolidado.

Anmerkung: Es wird der prozentuale Anteil an der versteigerten Leistung in MWm der ersten 12 Auktionen (gemäß Tabelle 2) wiedergegeben. Insgesamt wurden 3.516 MWm bezuschlagt.

Hinsichtlich der dynamischen Kosteneffizienz zeigt sich jedoch, dass neue Technologien in diesem technologieoffenen Auktionsdesign keine Chance hatten. Bei den letzten drei Auktionen dieser Phase zwischen September 2008 und August 2009 haben immerhin 66 Windkraftanlagen mit einer Kapazität von insgesamt über 3.000 MW die technische Zulassung erfolgreich beantragt. Es bestand also ein Interesse der Windbranche daran, an den Auktionen teilzunehmen. Schlussendlich ist die Windkraft laut der interviewten Experten zu diesem Zeitpunkt aber noch weit davon entfernt gewesen, preislich mit den anderen Technologien mithalten zu können [Interviews: p,r,s]. Zudem gab es damals alternativ eine Einspeisevergütung, die wesentlich lukrativer war als die Teilnahme an den Auktionen.⁴³⁴

⁴³³ Siehe zu den Besonderheiten der Marktsituation der Biomasseanlagen unter § 12C.I auf S. 86.

⁴³⁴ Die Einspeisevergütung wurde in Brasilien als PROINFA-Programm bezeichnet. Siehe zum Vergleich zwischen Auktionspreisen und PROINFA-Programm bei *Cunha et al.*, Lessons learned Brazil, 2014, S. 7.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Im Ergebnis kann das Auktionsdesign der 1. Phase nur dann als Vorbild dienen, wenn der spezielle Fall eintritt, dass eine Technologie gefördert werden soll, im Übrigen der Technologiemarkt aber unerheblich ist.

III. Zweite Phase: Technologiespezifisches Auktionsdesign zur Förderung der Windkraft und anderer erneuerbarer Energien (2009-2010)

1. Kontext und Zielsetzung der 2. Phase

In der zweiten Phase⁴³⁵ haben sich die Prioritäten von einem möglichst schnellen und preisgünstigen Ausbau der Kraftwerkskapazitäten hin zur Erreichung eines unter Umweltaspekten nachhaltigen Technologiemarkts verschoben. Die Wasserkraft und Windkraft sollten die zentrale Rolle beim Ausbau der Kraftwerkskapazitäten in dieser Phase spielen. Diese Priorisierung des Nachhaltigkeitsgedanken findet sich in den Zielsetzungen des Zehnjahresplans zur Expansion des brasilianischen Energiesektors für den Zeitraum von 2010 bis 2019 (PDE-2019) wieder.⁴³⁶ Der Plan sieht vor, dass im Rahmen der Auktionen keine Zuschläge für mit fossilen Brennstoffen betriebene Anlagen vergeben werden sollen.⁴³⁷ Zudem ist die Einspeisevergütung⁴³⁸ abgeschafft worden, sodass die Förderung der erneuerbaren Energien in erster Linie über die Auktionen stattfinden musste.

Um diese neuen Zielsetzungen erfüllen zu können, sind grundlegende Änderungen im Auktionsdesign erforderlich gewesen. Das weitgehend technologieoffene Auktionsdesign der 1. Phase wurde aufgegeben und durch ein nur in sehr geringem Maße technologieoffenes Design ersetzt. Dieser Paradigmenwechsel umfasst mehrere Aspekte des Auktionsdesigns:

- Keine Zulassung von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken,
- zu 5 von 7 der durchgeführten Auktionen ist nur eine Technologie zugelassen worden⁴³⁹ und
- Schaffung eines geschützten Auktionsumfeldes für die Windenergie.

Aufgrund des fast ausschließlich technologiespezifischen Auktionsdesigns verzichteten die brasilianischen Behörden in dieser Phase fast vollständig auf die Effekte der statischen Kosteneffizienz. Es lassen sich daher diesbezüglich keine Erkenntnisse ableiten.

⁴³⁵ Die zweite Phase umfasst aus den Auktionen Nr. 13 bis 19 gemäß Tabelle 2.

⁴³⁶ MME/EPE, Plano Decenal 2019, 2010, S. 55. Dieser Plan besitzt allerdings keine Rechtsverbindlichkeit, siehe § 12D.II auf S. 142.

⁴³⁷ MME/EPE, Plano Decenal 2019, 2010, S. 65.

⁴³⁸ Bei der Einspeisevergütung handelt es sich um das sog. PROINFA-Programm.

⁴³⁹ Siehe in Tabelle 2 auf S. 88 die Auktionen Nr. 13 bis 16 und 19.

2. Steuerung des Technologiemit

Das in erster Linie technologiespezifische Auktionsdesign der 2. Phase erlaubt es in hohem Maße, den Technologiemit zu steuern. Da nur eine Technologie pro Auktion zugelassen wird, kann über die Festlegung des Ausschreibungsvolumens der Technologiemit festgelegt werden.⁴⁴⁰ Die verfolgte Zielsetzung ist im Hinblick auf den Technologiemit erreicht worden. Es konnte vergleichbar viel Energie versteigert werden wie in der Phase zuvor.⁴⁴¹ Dabei wurde jedoch vollständig auf fossile Brennstoffe verzichtet. Über ein Viertel der Zuschläge ging an Windkraftanlagen. Das zeigt, dass deren Förderung erfolgreich war (siehe Diagramm 4). Mit dem technologiespezifischen Auktionsdesign wird die Zielsetzung nur dann verfehlt, wenn die Teilnahme an den Auktionen nicht ausreichend ist. Die Analyse der nächsten Phasen wird allerdings zeigen, dass genau dies eine der besonderen Problemstellungen des brasilianischen Strommarktes ist.

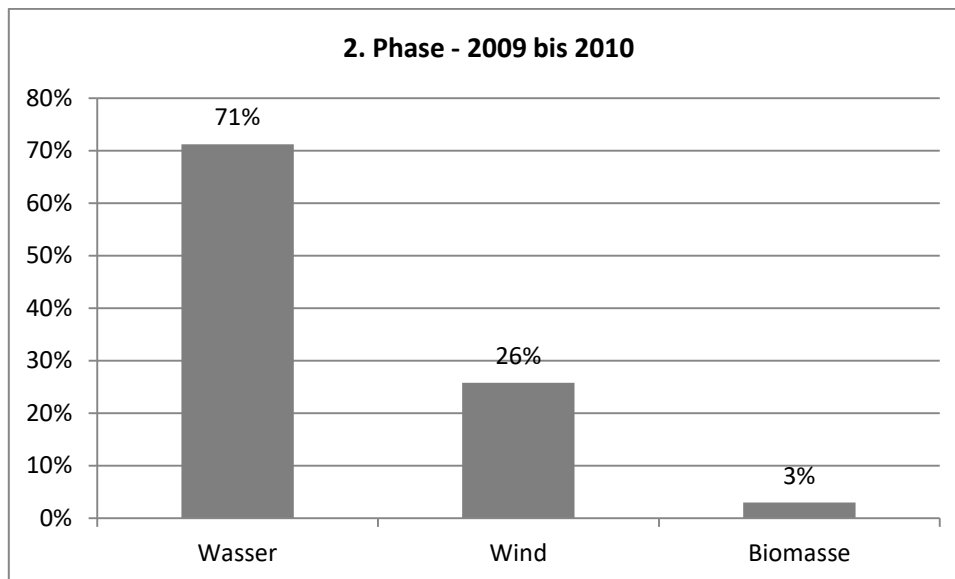


Diagramm 4 – Anteil der Technologien an der versteigerten Leistung in der 2. Phase.

Quelle: eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Es wird der prozentuale Anteil an der bei den Auktionen Nr. 13 bis 19 (gemäß Tabelle 2) versteigerten Leistung in MWm wiedergegeben. Insgesamt wurden 3.204 MWm bezuschlagt.

3. Dynamische Kosteneffizienz

Die 2. Phase zeigt jedoch am Beispiel der Windkraft eindrücklich, dass die Förderung einer vormals noch nicht im Markt etablierten Technologie über ein technologiespezifisches Auktionsdesign bzw. über ein geschütztes Auktionsumfeld⁴⁴²

⁴⁴⁰ Zu den Auktionen Nr. 17 und 18 sind mehr als eine Technologie zugelassen worden. Trotzdem hat das Energieministerium über den Verteilungsschlüssel hier starken Einfluss auf den Technologiemit genommen. Siehe hierzu unter § 12C.III.3.c)aa)(2) auf S. 99 und § 12C.III.3.c)aa)(3) auf S. 100.

⁴⁴¹ In der 1. Phase wurden pro Jahr 3.516 MWm und in der 2. Phase 3.204 MWm bezuschlagt.

⁴⁴² Zur Unterscheidung zwischen technologiespezifischen Auktionsdesign und geschütztem Auktionsumfeld siehe § 12C.III.3.c)aa) auf S. 98.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

eine unerwartete Preisentwicklung in Gang setzen kann. Über ein Viertel der bezuschlagten Leistung der 2. Phase ist an Windkraftanlagen gegangen. Das macht die Windkraft, die zuvor noch keinen Zuschlag im brasilianischen Auktionssystem erhalten hatte, zur zweitstärksten Kraft der 2. Phase.⁴⁴³ Aber nicht nur der Umfang der Zuschläge für Windkraftanlagen hat überrascht. Auch das Preisniveau lag deutlich niedriger als erwartet [Interviews: p,s,u].⁴⁴⁴ Der durchschnittliche Zuschlagspreis lag bei 139,80 R\$. Damit hat die Windkraft, die zuvor nicht konkurrenzfähig war, während dieser Phase das Preisniveau der anderen Technologien erreicht.⁴⁴⁵

Um belastbare Erkenntnisse aus diesen Auktionsergebnissen ableiten zu können, müsste jedoch ein Kausalzusammenhang zwischen technologiespezifischem Auktionsdesign und den erzielten Auktionspreisen bestehen.

Die folgenden Abschnitte zeigen, dass drei Faktoren für das starke Ergebnis der Windkraft ursächlich gewesen sind. Die 2008 beginnende globale Wirtschaftskrise hat Brasilien weniger hart getroffen, sodass hier ein wichtiger neuer Absatzmarkt für die mit Überproduktion kämpfende Windbranche entstand [a)]. Zudem hat es in Brasilien Anpassungen des Auktionsdesigns außerhalb der Technologieoffenheit gegeben, die das Investitionsrisiko für die Windbranche erheblich verringert haben [b)]. Aber auch die Abkehr vom technologieoffenen Auktionsdesign der 1. Phase hin zu einem geschützten Auktionsumfeld für Windkraftanlagen hat eine wichtige Rolle gespielt, um bestehende Markteintrittshürden zu überwinden [c) und d)]. Im Ergebnis zeigt die 2. Phase, dass es im Sinne der dynamischen Kosteneffizienz erforderlich sein kann, zumindest übergangsweise auf technologiespezifische Auktionen zu setzen.

a) Auswirkung der Weltwirtschaftskrise und anderer externer Faktoren

Es besteht Einigkeit darüber, dass die globale Wirtschaftskrise zu den niedrigen Auktionspreisen für Windkraft in den Jahren 2009 und 2010 in Brasilien beigetragen hat [Interviews: o,p,s,t,u].⁴⁴⁶ Die befragten Experten gaben an, dass durch die

⁴⁴³ Das entspricht einer zusätzlichen jährlichen Leistung von 1.652 MWm. Bei einer Umrechnung von MWm zu MW entspräche das ca. 3.800 MW, wenn die Kapazität aller Anlagen zu 100 % in den Auktionen angeboten wurde und keine Teile der Anlagenkapazität am freien Markt (ACL) außerhalb der Auktionen veräußert wurden. Siehe zum Unterschied zwischen den Einheiten MWm und MW unter § 12A auf S. 71.

⁴⁴⁴ *Lucas et al.*, Energy Auctions in Developing Countries, 2013, S. 20; *Elizondo Azuela et al.*, Auctions in Brazil, China and India, 2014, S. 7; *Porrua et al.*, Wind power in Brazil, 2010, S. 6.

⁴⁴⁵ Der durchschnittliche Zuschlagspreis der letzten drei Auktionen der 1. Phase lag zwischen 128,23 R\$ und 144,30 R\$.

⁴⁴⁶ *Bayer*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 81 (2018), 2644, 2646; *Cunha et al.*, Lessons learned Brazil, 2014, S. 4; *Hauser et al.*, Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell, 2014, S. 63; *Silva*, et al., Renewable and Sustainable Energy Reviews 22 (2013), 686, 694; *Lucas*

Krise die Nachfrage nach Windkraftanlagen in Europa eingebrochen und in erheblichem Umfang Produktionskapazitäten in der Windbranche frei geworden seien. Hersteller sowie Investoren seien zu diesem Zeitpunkt auf der Suche nach neuen Absatzmärkten gewesen. Zudem habe es in dieser Phase eine günstige Verschiebung der Wechselkursverhältnisse gegeben.⁴⁴⁷ Als weitere begünstigende Faktoren, die außerhalb des Auktionsdesigns liegen, werden ferner die guten Finanzierungsbedingungen der staatlichen Bank BNDES sowie Steuererleichterungen für die Turbinenhersteller angeführt.⁴⁴⁸

b) Senkung des Investitionsrisikos durch Anpassung der Musterverträge für Windkraft

Ein weiterer Faktor für das erfolgreiche Abschneiden der Windkraft ist die Anpassung der Musterverträge gewesen. Gegenstand der Stromauktionen sind langfristige Stromlieferverträge. Die Regulierungsbehörde ANEEL gibt den Vertragsinhalt in Form von Musterverträgen im Vorfeld der Auktion vor. Diese Verträge sind in der 2. Phase erstmals speziell an die Anforderungen der Windkraftbranche angepasst worden. In Brasilien besteht ein hohes finanzielles Risiko für den Fall, dass ein Kraftwerksbetreiber seine vertraglichen Verpflichtungen nicht erfüllen kann. Dieses Risiko hat für die Windbranche, die erst wenig Erfahrung mit den brasilianischen Standorten gesammelt hatte, ein wesentliches Hindernis zur Teilnahme an den Auktionen dargestellt.

Die im Folgenden näher analysierten Musterverträge schützen die Betreiber vor Preisschwankungen am brasilianischen Spotmarkt und sorgen für ein beständiges und kalkulierbares Vergütungsniveau [Interviews: p,s].⁴⁴⁹ *Porrúa* geht sogar davon aus, dass diese Anpassung eine unumgängliche Voraussetzung für umfangreiche Investitionen in den brasilianischen Windmarkt gewesen sei.⁴⁵⁰ Insbesondere sei es vorher aufgrund der finanziellen Unsicherheiten kaum möglich gewesen, eine Finanzierung für die Investitionen zu erlangen.⁴⁵¹ Hinsichtlich des

et al., Energy Auctions in Developing Countries, 2013, S. 20; *Pereira*, et al., Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (2012), 3786, 3799; *Porrúa et al.*, Wind power in Brazil, 2010, S. 2.

⁴⁴⁷ *Pereira*, et al., Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (2012), 3786, 3799; *Porrúa et al.*, Wind power in Brazil, 2010, S. 6.

⁴⁴⁸ *Bayer*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 81 (2018), 2644, 2646; *Pereira*, et al., Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (2012), 3786, 3799.

⁴⁴⁹ *Elizondo Azeula et al.*, Auctions in Brazil, China and India, 2014, S. 7.

⁴⁵⁰ *Porrúa et al.*, Wind power in Brazil, 2010, S. 2.

⁴⁵¹ *Porrúa et al.*, Wind power in Brazil, 2010, S. 2.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Vertragsinhalts ist zwischen Reserveenergieauktionen⁴⁵² und den weiteren Auktionen⁴⁵³ zu unterscheiden.

aa) Reserveenergieauktionen (am Beispiel der Auktion Nr. 13)

In Reserveenergieauktionen (LER-Auktionen) werden seit der Auktion Nr. 13 im Dezember 2009 auf die Windbranche angepasste Musterverträge verwendet. Gegenstand der Reserveenergieauktionen sind Mengenverträge. Der Verkäufer ist anders als bei Verfügbarkeitsverträgen dazu verpflichtet, eine vorher bestimmte Menge Strom zu liefern.⁴⁵⁴ Die Regulierungsbehörde ANEEL hat zur Risikominimierung für die Windkraftanlagenbetreiber die Musterverträge an zwei wesentlichen Stellen überarbeitet.

Zum einen wird der Umfang der vertraglichen Leistungspflicht flexibilisiert und alle vier Jahre neu festgelegt. Dazu wird der Mittelwert der tatsächlichen Produktion der vergangenen vier Jahre herangezogen.⁴⁵⁵ Sollte der Windstandort also dauerhaft schlechter sein, als vom Betreiber zuvor kalkuliert, passt sich nach Ablauf des vierten Vertragsjahres automatisch auch die Lieferverpflichtung an.

Zum anderen richten sich die Rechtsfolgen bei Unter- und Überproduktion nach den Regelungen des Mustervertrages und nicht wie sonst üblich nach den allgemeinen, mit hohem finanziellem Risiko verbundenen, Regeln des brasilianischen Spotmarkets.⁴⁵⁶ Dazu wird für jeden Betreiber ein Stromkonto angelegt. Es wird jährlich überprüft, ob der Betreiber die vertraglich festgeschriebene Strommenge eingespeist hat. Dabei wird ein Toleranzbereich berücksichtigt, der zwischen 10 % unterhalb und 30 % oberhalb der vertraglichen Verpflichtung liegt.⁴⁵⁷ Bewegt der Anbieter sich in diesem Rahmen, wird dies auf dem Stromkonto vermerkt und er kann das Defizit bzw. den Überschuss mit ins nächste Jahr nehmen. Seine Vergütung bleibt davon unberührt. Unterschreitet er diesen Toleranzbereich allerdings, muss er für die Strommenge, die außerhalb des Toleranzbereichs liegt, eine Vertragsstrafe von 15 % seiner vertraglichen Vergütung pro MWh bezah-

⁴⁵² Diese sind entsprechend der brasilianischen Abkürzung in Tabelle 2 auf S. 88 als LER Auktionen gekennzeichnet. Siehe näher zu den Auktions- bzw. Vertragsarten unter § 7A.II.1 auf S. 34 bzw. § 7A.I.1 auf S. 32.

⁴⁵³ Diese sind entsprechend der brasilianischen Abkürzung in Tabelle 2 auf S. 88 als LEN und LFA Auktionen gekennzeichnet. Siehe näher zu den Auktions- bzw. Vertragsarten unter § 7A.II.1 auf S. 34 bzw. § 7A.I.1 auf S. 32.

⁴⁵⁴ Siehe zu den Vertragsarten unter § 7A.I.1 auf S. 32.

⁴⁵⁵ Siehe Nr. 6.4 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 13.

⁴⁵⁶ Siehe zur Ausnahme Nr. 5.6.2 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 13; siehe zum finanziellen Risiko, den Spotmarktpreis zahlen zu müssen, unter § 18C.IV.2 auf S. 243; sowie *Elizondo Azuela et al.*, Auctions in Brazil, China and India, 2014, S. 8; *Rego*, Proposta de Aperfeiçoamento, 2012, S. 170; *Porrúa et al.*, Wind power in Brazil, 2010, S. 2.

⁴⁵⁷ Siehe Nr. 7.2 Abs. 2 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 13.

len.⁴⁵⁸ Überschreitet er den Toleranzbereich, erhält er für den zusätzlich produzierten Strom 70 % der vertraglichen Vergütung pro eingespeister MWh.⁴⁵⁹

Alle vier Jahre wird eine Endabrechnung des Stromkontos vorgenommen, die auch Beträge berücksichtigt, die innerhalb des Toleranzbereichs liegen. Hat der Betreiber nach vier Jahren eine Gutschrift auf dem Konto, kann er zwischen drei Optionen wählen. Er kann die Gutschrift mit in den nächsten Vierjahresblock nehmen. Alternativ kann er die Gutschrift an Betreiber veräußern, die an der gleichen Auktion teilgenommen haben und ein Defizit auf ihrem Stromkonto verzeichnen. Als letzte Option besteht die Möglichkeit, sich den Strom zu 70 % der vertraglich vereinbarten Gegenleistung vergüten zu lassen.⁴⁶⁰ Ergibt die Vierjahresabrechnung hingegen, dass zu wenig Strom eingespeist wurde, hat der Betreiber zwei Optionen. Er kann Strom von anderen Betreibern, die bei der gleichen Auktion bezuschlagt wurden, erwerben oder er verzichtet auf seine Vergütung für den zu wenig erzeugten Strom.⁴⁶¹

Diese Vertragsregelungen minimieren das Risiko der Windkraft-anlagenbetreiber deutlich. Strafzahlungen kommen nur in Betracht, wenn sie den jährlichen Toleranzbereich von 10 % unterschreiten. Zudem wird die vertragliche Verpflichtung alle vier Jahre angepasst. Das ist ein ganz erheblicher Unterschied zu sonstigen Mengenverträgen, bei denen der zu wenig eingespeiste Strom am brasilianischen Spotmarkt nachgekauft werden muss, was ein hohes finanzielles Risiko darstellt.⁴⁶²

bb) Weitere Auktionsarten (am Beispiel der Auktion Nr. 18)

Bei den Auktionen zur allgemeinen Deckung des Strombedarfs (LEN-Auktionen) sowie den Auktionen zur Förderung alternativer Energieträger (LFA-Auktionen) sind Verfügbarkeitsverträge Auktionsgegenstand.⁴⁶³ Bei Verfügbarkeitsverträgen verpflichtet sich der Betreiber dazu, die Anlage zu errichten, einsatzbereit zu halten und nach Vorgaben des nationalen Systemoperators (ONS) zu betreiben.⁴⁶⁴ Er erhält eine Fixkostenpauschale sowie eine variable Vergütung in Abhängigkeit

⁴⁵⁸ Siehe Nr. 7.2 Abs. 5, Nr. 11.2 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 13.

⁴⁵⁹ Siehe Nr. 7.2 Abs. 4, Nr. 8.11 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 13.

⁴⁶⁰ Siehe Nr. 7.2 Abs. 8 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 13.

⁴⁶¹ Dazu wird eine Vertragsstrafe, die der vertraglichen Vergütung entspricht, mit den zukünftigen Forderungen aufgerechnet, siehe Nr. 7.2 Abs. 9 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 13.

⁴⁶² Siehe zum finanziellen Risiko, den Spotmarktpreis zahlen zu müssen unter § 18C.IV.2.a) auf S. 243; sowie *Rego*, *Proposta de Aperfeiçoamento*, 2012, S. 170; *Porrua et al.*, *Wind power in Brazil*, 2010, S. 2.

⁴⁶³ Eine Ausnahme gilt für Produkte, bei denen nur Wasserkraftanlagen zugelassen sind. Dort sind es typischerweise Mengenverträge.

⁴⁶⁴ Siehe zum Modell der Verfügbarkeitsverträge in Brasilien unter § 7A.I.1 auf S. 32 und zur zentralen Kraftwerkssteuerung unter § 6A.III auf S. 21.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

des tatsächlich erzeugten Stroms. Es gibt keine vertragliche Verpflichtung, eine vorher bestimmte Menge Strom zu erzeugen. Deshalb besteht für ihn auch nicht das Risiko, aufgrund einer zu geringen Produktion am brasilianischen Spotmarket tätig werden zu müssen. Spezialregelungen wie bei den im letzten Abschnitt beschriebenen Mengenverträgen der Reserveenergieauktionen sind hier folglich nicht erforderlich gewesen.

Trotzdem ist seit der Auktion Nr. 18 im August 2010 auch für Verfügbarkeitsverträge eine Regelung eingeführt worden, die eine finanzielle Bestrafung festlegt, wenn die Windkraftanlagen weniger Strom produzieren, als im Vorfeld der Auktionen vom Betreiber prognostiziert wurde. Die Verträge sehen vor, dass diese aufgrund der geringen variablen Kosten nur die Fixkostenpauschale und keine Vergütung für variable Kosten erhalten. Diese Fixkostenpauschale kann gesenkt werden, sofern weniger als 90 % der prognostizierten Strommenge erzeugt wird.⁴⁶⁵ Damit ist das finanzielle Risiko des Betreibers auf eine Senkung seiner Fixkostenpauschale gedeckelt.

c) Geschütztes Auktionsumfeld zur Förderung der Windkraft in der 2. Phase

aa) Schaffung eines geschützten Auktionsumfeldes

Neben den Anpassungen der Musterverträge ist die Schaffung eines geschützten Auktionsumfeldes ein weiterer Pfeiler der Strategie zur Unterstützung der Windkraft in der 2. Phase gewesen. Es haben in dieser Phase drei Auktionen mit Beteiligung von Windkraft stattgefunden. Dabei ist in allen drei Auktionen ein geschütztes Umfeld für diese geschaffen worden, indem entweder technologiespezifisch ausgeschrieben wurde oder der TechnologiemiX über die Technologiegruppen und den Verteilungsschlüssel beeinflusst wurde. Um den Kausalzusammenhang zwischen Auktionsdesign und Auktionsergebnis untersuchen zu können wird nachfolgend zunächst die Funktionsweise dieser Ausschreibungen detailliert analysiert.

(1) Auktion Nr. 13

Bei der Auktion Nr. 13 handelt es sich um eine technologiespezifische Auktion, zu der ausschließlich Windkraftanlagen zugelassen waren. Die Windkraft sollte zudem durch einen besonders hohen Maximalpreis gefördert werden. Bei den vorherigen Auktionen hat der Maximalpreis 150,00 R\$ nicht überschritten. Bei der Auktion Nr. 13 lag er bei 189,00 R\$. Der Windbranche wurde damit zugesichert, Zuschläge zu erhalten, sofern der Maximalpreis von ihren Geboten unterschritten

⁴⁶⁵ Siehe Nr. 6.7 Mustervertrag Wind LFA 08/2010.

wird. Schlussendlich sind 753 MWm Leistung zu einem durchschnittlichen Zuschlagspreis von 148,33 R\$ vergeben worden. Damit ist der behördlich festgelegte Höchstpreis deutlich unterschritten worden.

(2) Auktion Nr. 17

Bei der Auktion Nr. 17, der zweiten Auktion mit Beteiligung der Windkraft, wurde ein geschütztes Auktionsumfeld sowohl für die Windkraft als auch für Biomasseanlagen geschaffen. Das Auktionsdesign ist wesentlich komplizierter als bei der Auktion zuvor. Es waren kleine Wasserkraftanlagen, Biomasseanlagen und Windkraftanlagen zugelassen. Anders als bei anderen Auktionen, wurden drei Phasen durchgeführt, die zeitlich nacheinander stattfanden. Zu den ersten beiden Phasen wurden nur Biomasseanlagen mit einem Betriebsbeginn 2011 bzw. 2012 zugelassen. In der dritten Phase konnten alle drei Technologien teilnehmen und der geplante Betriebsbeginn war für 2013 festgelegt. In der letzten Phase wurde nur der Anteil an der insgesamt zu versteigernden Leistung auktioniert, der nicht bereits in den ersten beiden Phasen bezuschlagt wurde. Ansonsten waren die Phasen unabhängig voneinander. Nachdem in den ersten beiden Phasen 106,2 MWm versteigert wurden, blieben noch 338,9 MWm für die letzte Phase übrig. Diese Aufgliederung der Auktion stand nicht im Zusammenhang mit der Förderung der Windkraft, sondern mit den Markterfordernissen der Biomasse.

In der dritten Phase nahm jede der drei Technologien in einer eigenen Technologiegruppe teil. Die Konkurrenz unter Technologien fand nur über den Verteilungsschlüssel statt. Wie immer sah der Verteilungsschlüssel eine Begrenzung der zu versteigernden Menge pro Gruppe vor, falls nicht ausreichend Gebote für diese Gruppe abgegeben wurden. Überwand eine Gruppe diese Hürde, war im Verteilungsschlüssel nur ein weiteres Verteilungskriterium angelegt. Es wurde für jede Gruppe ein prozentualer Anteil an der insgesamt in der dritten Phase zu versteigernden Leistung vorgesehen. Die Höhe des prozentualen Anteils wurde nicht veröffentlicht.

Im Ergebnis setzte sich hauptsächlich die Windenergie durch. Auf sie entfielen 57 %⁴⁶⁶ der versteigerten Leistung. Die Biomasseanlagen erreichte 38 % und die kleinen Wasserkraftanlagen nur 5 %. Das schwache Abschneiden der Wasserkraft lässt sich auf eine geringe Anzahl an Geboten zurückführen.⁴⁶⁷ Welche Rolle der Mindestanteil im Verteilungsschlüssel für die Aufteilung zwischen Biomasse und Windenergie in der dritten Phase der Auktion gespielt hat, lässt sich im

⁴⁶⁶ Betrachtet man nur die dritte Phase der Auktion, hat die Windkraft sogar 75 % der Zuschläge erhalten.

⁴⁶⁷ Siehe die Zahlen zur technischen Zulassung im Annex I.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Nachhinein nicht mehr eindeutig klären. Sowohl für Biomasse als auch für Windenergie wurden in großem Umfang Anlagen technisch zugelassen. Das spricht dafür, dass ausreichend Gebote abgegeben wurden und keine Begrenzung des Ausschreibungsvolumens stattfand. Dass die Windkraft trotzdem 75 % der bezuschlagten Leistung in der dritten Phase erhielt, spricht dafür, dass diese im Verteilungsschlüssel einen höheren prozentualen Mindestanteil als die Biomasse zugesprochen bekommen hatte.

Der Windkraft war in dieser Auktion zudem der höchste Maximalpreis (167,00 R\$) zugestanden worden. Auch in dieser Auktion wurde dieser deutlich unterschritten. Der durchschnittliche Zuschlagspreis bei Windkraftanlagen lag bei 122,87 R\$. Biomasseanlagen kamen auf 146,22 R\$ und kleine Wasserkraftanlagen auf 131,59 R\$.

Dies zeigt, dass auch in der zweiten Auktion mit Windbeteiligung ein geschütztes Umfeld geschaffen wurde. Auch wenn den Biomasseanlagen mit Betriebsbeginn 2011 und 2012 ein Vorrecht eingeräumt wurde, mussten die Bieter für Windkraftanlagen nicht befürchten, durch niedrigere Gebote anderer Technologien verdrängt zu werden. Sie konnten, auch wenn der Verteilungsschlüssel in der dritten Phase der Auktion nicht öffentlich gewesen ist, davon ausgehen, dass ein gewisser Anteil der zu versteigernden Leistung auf sie entfallen würde.

(3) Auktion Nr. 18

Bei der dritten Auktion mit Windkraftbeteiligung, Auktion Nr. 18, wurden drei Technologien auf zwei Gruppen aufgeteilt. Zur ersten Gruppe waren kleine Wasserkraftanlagen zugelassen. In der zweiten Gruppe konkurrierten Biomasse- und Windkraftanlagen miteinander um die Zuschläge. Der Verteilungsschlüssel sah als Verteilungskriterium den Umfang der abgegebenen Gebote in der ersten Auktionsrunde vor.⁴⁶⁸

Die Auktion Nr. 18 wurde bereits eingangs dieser Arbeit als Beispielauktion zur Erläuterung des brasilianischen Modells der Technologieoffenheit herangezogen worden. Dort findet sich eine detaillierte Beschreibung des Auktionsdesigns sowie eine Interpretation der Auktionsergebnisse.⁴⁶⁹ Im Ergebnis gingen rund 90 % der versteigerten Leistung an Windkraftanlagen. Dies ist auf zwei Faktoren zurückzuführen. Zum einen gab es eine sehr geringe Beteiligung kleiner Wasserkraftanlagen und zum anderen gelang es den Betreibern der Biomasseanlagen nicht, das Preisniveau der Windkraftanlagen zu erreichen. In der gemeinsamen Gruppe von

⁴⁶⁸ Das Auktionsdesign und das Auktionsergebnis sind im Detail unter § 12B.III ab S. 80 dargestellt.

⁴⁶⁹ Siehe unter § 12B.III auf S. 80 ff.

Windkraft- und Biomasseanlagen erhielt nur eine Biomasseanlage einen Zuschlag, wohingegen 50 Windkraftanlagen bezuschlagt wurden. Die durchschnittlichen Zuschlagspreise lagen bei: 134,46 R\$ für Windkraftanlagen, 137,92 R\$ für Biomasseanlagen und 146,67 R\$ für kleine Wasserkraftanlagen.

Erstmals in dieser Phase tritt die Windkraft in direkte Konkurrenz zu einer anderen Technologie. Bei der Auktion Nr. 13 aus dem Vorjahr hatte sich aber bereits gezeigt, dass die Windbranche zu Geboten von unter 150,00 R\$ fähig ist und damit gegenüber der Biomasse konkurrenzfähig ist. Dieser Trend hat sich dann in den Auktionsergebnissen auch mehr als bestätigt. Ferner wurde der Gruppe für Biomasse und Windkraft mit 167,00 R\$ ein deutlich höherer Maximalpreis als der Gruppe für die kleinen Wasserkraftanlagen eingeräumt. Das Auktionsdesign hat in zweifacher Hinsicht zum starken Abschneiden der Windkraft beigetragen. Zum einen bot es ihr ein geschütztes Umfeld, da sie nur gegen die Biomasse antreten musste. Zum anderen wurde der Windkraft ein wesentlich höherer Maximalpreis eingeräumt als den Wasserkraftwerken, wodurch die Teilnahme für Windkraftanlagen attraktiver wurde.

d) Zwischenergebnis: Geschütztes Auktionsumfeld mitursächlich für niedrigen Auktionspreise bei Windkraft

Im Hinblick auf die Technologieoffenheit stellt sich die Frage, welchen Beitrag die Abkehr von den technologieoffenen Auktionen der 1. Phase und die Schaffung eines geschützten Auktionsumfeldes für Windkraft zur positiven Entwicklung der Auktionspreise geleistet hat.

In der Literatur werden alle drei in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Faktoren (Weltwirtschaftskrise, angepasste Musterverträge und das geschützte Auktionsumfeld⁴⁷⁰) als Begründung für die positive Entwicklung der Auktionspreise der Windkraftanlagen genannt. Es sei gelungen, neue inländische wie ausländische Investoren für den brasilianischen Windmarkt zu interessieren, wodurch es erstmalig zu einer wirklichen Konkurrenzsituation auf diesem gekommen sei. Diese Konkurrenzsituation sowie die damit verbundene Professionalisierung der brasilianischen Windbranche habe die beschriebene Preisentwicklung erst möglich gemacht.⁴⁷¹ Welchen Stellenwert die Abkehr von der Technologieoffenheit für die Preisentwicklung der Windkraft im Vergleich zu den beiden anderen Faktoren hatte, wird in der Literatur nicht erörtert.

⁴⁷⁰ *Silva*, et al., *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 22 (2013), 686, 694; *Pereira*, et al., *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012), 3786, 3799; *Porrúa et al.*, *Wind power in Brazil*, 2010, S. 2.

⁴⁷¹ *Bayer*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), 2644, 2646; *Cunha et al.*, *Lessons learned Brazil*, 2014, S. 5; *Porrúa et al.*, *Wind power in Brazil*, 2010, S. 6.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Die daraufhin befragten Experten haben dem geschützten Auktionsumfeld mehrheitlich eine wichtige Rolle zugeschrieben [Interviews: p,q,s,t,u]. Laut einem der Interviewpartner sei es vor Durchführung der Auktionen innerhalb des Stromsektors sogar allgemein anerkannt gewesen, dass eine Auktion exklusiv für Windkraft erforderlich gewesen sei [Interviews u]. Nur einer der Experten hat angegeben, dass die technologiespezifische Auktionierung „vielleicht“ nicht erforderlich gewesen sei. Dies sei zum Zeitpunkt der Entscheidung über das Auktionsdesign aber noch nicht ersichtlich gewesen [Interviews o].

Die wichtige Rolle des geschützten Auktionsumfelds erkläre sich damit, dass vor der Auktion Nr. 13 im Dezember 2009 der tatsächliche Marktpreis für Windkraft in Brasilien weder den Behörden noch den privaten Marktteilnehmern bekannt gewesen sei [Interviews: p,s,u].⁴⁷²

Dass auch die privaten Akteure nicht genau vorhersagen konnten, wie tief die Auktionspreise für die Windkraftanlagen sinken würden, liegt an den geringen Erfahrungen mit Windkraftprojekten in Brasilien sowie den regulatorischen Änderungen. Bevor keine konkreten Projekte in Brasilien geplant wurden, wussten die Projektentwickler selbst nicht, in welcher Höhe sie Gebote bei den Auktionen abgeben würden. Dementsprechend ist auch nicht bekannt gewesen, ob die Windkraftprojekte in der Lage gewesen wären, mit anderen Technologien zu konkurrieren.

Folglich brauchte die Windbranche eine Sicherheit, dass es sich rentieren würde, die Projektierungskosten zur Vorbereitung der Windprojekte im Vorfeld der Auktion zu tragen. Diese Kosten sind nicht unerheblich. Sie ergeben sich zum einen aus den Präqualifikationsvoraussetzungen, die eine Umweltgenehmigung sowie den Nachweis an den Grundstücksrechten für den Anlagenstandort voraussetzen. Zum anderen müssen ausländische Investoren, die erstmals in den brasilianischen Strommarkt investieren, mit erheblichen Transaktionskosten rechnen, um sich mit den rechtlichen und tatsächlichen Gegebenheiten in Brasilien zu arrangieren. Die Sicherheit, dass die Windbranche, geschützt vor der Konkurrenz durch andere Technologien, einen Teil der Zuschläge erhalten würde, war durch das geschützte Auktionsumfeld in den Auktionen Nr. 13, 17 und 18 gewährleistet.

Es ist ferner zu bedenken, dass die Entwicklungen am Weltmarkt, die auch zu den überraschend niedrigen Auktionspreisen beigetragen haben, nicht vorhersehbar waren. Ohne diesen Faktor wäre die Windkraft zu diesem Zeitpunkt wohl auch nicht konkurrenzfähig gewesen, sodass es des geschützten Auktionsumfelds

⁴⁷² Lucas et al., *Energy Auctions in Developing Countries*, 2013, 20, 22.

des bedurft hätte, um der Windkraft Zuschläge im brasilianischen Auktionssystem zu ermöglichen. Das geschützte Auktionsumfeld hätte dann solange aufrechterhalten werden müssen, bis die Windkraft das Preisniveau der anderen Technologien erreicht hätte.

Zusammenfassend lässt dies den Schluss zu, dass das geschützte Auktionsumfeld erforderlich war, um Investoren dazu zu bewegen, erstmalig in den brasilianischen Windmarkt zu investieren und an den Auktionen teilzunehmen. Demnach zeigt das brasilianische Beispiel, dass technologieoffene Auktionen eine Eintrittshürde für Technologien darstellen können, die in dem betreffenden Markt nicht etabliert gewesen sind. Die Zuschlagspreise der Windenergie in der 2. Phase zeigen auch, dass neue Technologien nach Überwindung der Markteintrittshürde sehr schnell das Preisniveau der anderen Technologien erreichen können. In der 3. Phase war die Windkraft sogar die günstigste Technologie auf dem brasilianischen Strommarkt. Wird neuen Technologien hingegen der Marktzutritt über technologieoffene Auktionen zunächst erschwert, kann das in Konstellationen wie in Brasilien dazu führen, dass sie ihr Potenzial nicht entfalten können. Das kann negative Auswirkungen auf die langfristige Entwicklung der Auktionspreise haben. Das brasilianische Beispiel bestätigt also die Annahme derjenigen Autoren in der Literatur, die davor warnen, dass technologieoffene Auktionen negative Auswirkungen auf die dynamische Kosteneffizienz haben können.

IV. Dritte Phase: Freie Konkurrenz zwischen den Technologien (2011-2012)

1. Kontext und Analyseergebnisse der 3. Phase

In der 3. Phase hat das brasilianische Energieministerium beschlossen, als Ergänzung für den TechnologiemiX auch wieder erdgasbetriebene Verbrennungskraftwerke zu den Auktionen zuzulassen. Die technologiespezifischen Auktionen der 2. Phase hatten gezeigt, dass die Windkraft mittlerweile in etwa das Preisniveau der Gaskraftwerke erreichen konnte. Daher bestand für das Energieministerium die Möglichkeit, die verschiedenen Technologien in technologieoffenen Auktionen miteinander konkurrieren zu lassen, anstatt technologiespezifische Auktionen für jede Technologie durchzuführen. Diese Möglichkeit hat das Energieministerium zum Teil genutzt, wobei die Wasserkraft wie in den vorherigen Phasen durch die Schaffung einer eigenen Technologiegruppe privilegiert wurde. Die Aufteilung unter den übrigen zugelassenen Technologien (Windkraft, Gas und Biomasse) wurde dem Markt überlassen. Im Folgenden werden die zentralen Analyseergebnisse im Hinblick auf die Steuerung des TechnologiemiX [a)], die statische

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Kosteneffizienz [b)] sowie die dynamische Kosteneffizienz [c)] vorgezogen. Daran schließt sich jeweils die detaillierte Untersuchung der einzelnen Auktion an.

a) **Steuerung des Technologiemicx und Optimierung des Konkurrenz-niveaus**

Ein zentrales Problem für die Steuerung des Technologiemicx in Brasilien ist die schwankende Teilnahme der verschiedenen Technologien. Es ist die Zielsetzung, durch die Verteilung anhand des Verteilungsschlüssels ein den Erfordernissen des brasilianischen Strommarktes entsprechenden Kompromiss zwischen technologieoffener und technologiespezifischer Auktionierung zu finden. Anders als bei absolut technologiespezifischen Auktionen soll auch bei schwankender Teilnahme an den Auktionen für ein hohes Konkurrenzniveau gesorgt werden sowie ein Leerlaufen der Auktionen verhindert werden. Zudem soll anders als bei vollständig technologieoffenen Auktionen weiterhin eine Steuerungsmöglichkeit erhalten bleiben. In welche Richtung dieser Kompromiss zwischen eher technologiespezifischer und eher technologieoffener Auktionierung tendiert, hängt im Wesentlichen von der Bildung der Technologiegruppen sowie den Kriterien des Verteilungsschlüssels ab. Die Austarierung dieses Kompromisses prägt das Auktionsdesign der dritten sowie der folgenden Phasen.

Die 3. Phase besteht aus den Auktionen Nr. 20 bis 24. Bei den Auktionen Nr. 20, 22 und 23 wurden vier Technologien verteilt auf zwei Technologiegruppen zugelassen.⁴⁷³ Die Verteilung der Leistung unter den Technologiegruppen fand anhand des Verteilungsschlüssels statt. Bei Auktion Nr. 20 sah der Verteilungsschlüssel als einziges Kriterium den Anteil der in der ersten Auktionsrunde abgegebenen Gebote pro Technologiegruppe vor. Dadurch wird immer in der Gruppe die meiste Leistung versteigert, in der auch das größte Angebot besteht. Das stellt sicher, dass möglichst viele Bieter um die Zuschläge konkurrieren. Ein dementsprechend hohes Konkurrenzniveau soll die Auktionsteilnehmer dazu bewegen, die tatsächlichen Stromerzeugungskosten offen zu legen und so niedrig wie möglich zu bieten.⁴⁷⁴ Zudem sollen Wettbewerbsabsprachen erschwert werden. Dieser Mechanismus ist besonders dann vorteilhaft, wenn im Vorfeld der Auktion nur schwer vorhersehbar ist, wie die Beteiligung an der Auktion für die einzelnen Gruppen ausfallen wird. Die Entscheidung, in welcher Gruppe wie viel Leistung versteigert werden kann, wird vom Staat auf den Markt übertragen. Dieser Verteilungsmodus weist allerdings dann Schwächen auf, wenn für beide Gruppen in ausreichendem

⁴⁷³ Zur Sonderrolle der Auktion Nr. 21 siehe unter § 12C.IV.2.b) auf S. 111.

⁴⁷⁴ Siehe *Rego*, *Proposta de Aperfeiçoamento*, 2012, S. 24. Insofern trägt der Verteilungsschlüssel auch zur statischen Kosteneffizienz bei. Siehe zum Effekt einer möglichst großen Beteiligung an den Auktionen auf den Auktionspreis unter § 11A.I auf S. 58.

Umfang Gebote abgegeben werden, um die Nachfrage zu decken. Denn dann würde sich die Verteilung an einem Kriterium orientieren, das weder zu besseren Auktionspreisen beiträgt noch die Präferenzen des Auktionators widerspiegelt.⁴⁷⁵

Bei den Auktionen Nr. 22 und 23 sah der Verteilungsschlüssel eine Kombination aus zwei Kriterien vor. Neben dem Umfang der in der ersten Auktionsrunde abgegebenen Gebote wurde von Behördenseite ein Mindestanteil an der zu versteigernden Leistung für jede Technologiegruppe festgelegt. Diese Kombination erlaubt es, sowohl das Konkurrenzniveau zu optimieren als auch eine gezielte Steuerung vorzunehmen, wenn für beide Technologiegruppen in ausreichendem Umfang Gebote abgegeben werden. Der Nachteil dieser Ausgestaltungsvariante des Verteilungsschlüssels ist, dass sie nicht mehr als zwei Technologiegruppen zulässt und somit lediglich die Priorisierung einer Technologiegruppe mit Hilfe des Auktionsdesigns vorgenommen werden kann.⁴⁷⁶

Im Ergebnis hat das Auktionsdesign dafür gesorgt, dass die zweite Technologiegruppe immer dann eingesprungen ist, wenn wenig Angebot für Wasserkraftwerke bestand. Insbesondere das Auktionsdesign der Auktionen Nr. 22 und 23 ermöglichte es, so viel Wasserkraft wie möglich zu versteigern. Das hat dazu geführt, dass die Wasserkraft insgesamt 15 % der bezuschlagten Leistung erhielt (siehe Diagramm 5 auf S. 106). Die Windkraftwerke haben 50 % und die Gaskraftwerke 30 % der bezuschlagten Leistung erhalten. Die Verteilung zwischen Wind- und Gaskraftwerken ging erster Linie auf außerhalb des Auktionsdesigns liegende Gründe zurück, die dazu geführt haben, dass nur bei Auktion Nr. 20 Gebote für Gaskraftwerke abgegeben wurden.⁴⁷⁷ Durch das Auktionsdesign dieser Phase ist es folglich gelungen, auf die schwankende Teilnahme der Wasserkraftanlagen zu reagieren. Die Abbildung weiterer Präferenzen war mit dem Auktionsdesign der 3. Phase allerdings nicht möglich. An dieser Schwachstelle knüpfen die Veränderung des Auktionsdesigns der 4. Phase an.

⁴⁷⁵ Siehe hierzu im Detail unter § 12C.IV.2.a) auf S. 108.

⁴⁷⁶ Siehe dazu unter § 12C.IV.2.c) auf S. 111 ff.

⁴⁷⁷ Siehe zu den Umständen im Einzelfall unter § 12C.IV.2.a) auf S. 108 ff. und § 12C.IV.2.c) auf S. 111 ff.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

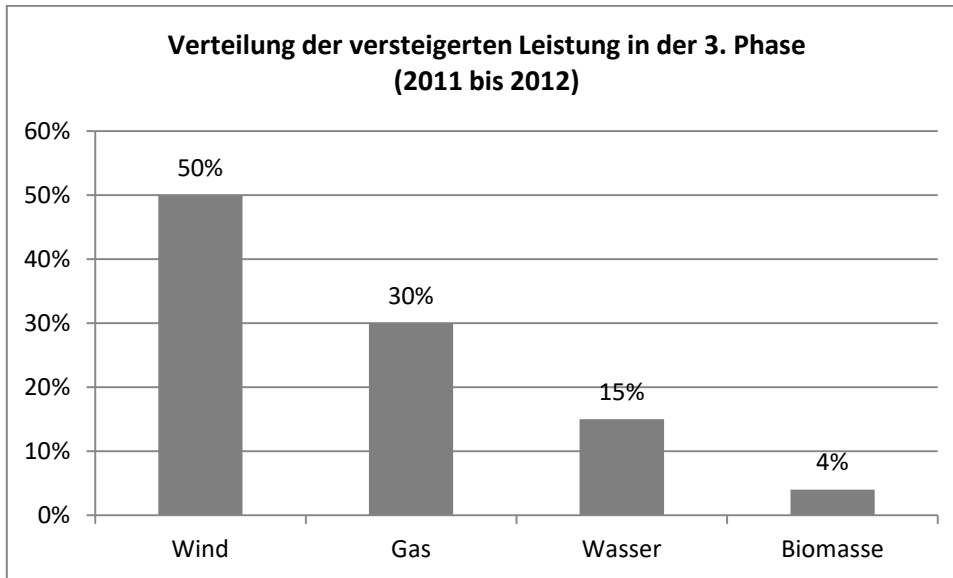


Diagramm 5 – Anteil der Technologien an der versteigerten Leistung in der 3. Phase.

Quelle: eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Es wird der prozentuale Anteil an der bei den Auktionen Nr. 20 bis 23 (gemäß Tabelle 2) versteigerten Leistung in MWm wiedergegeben. Es sind insgesamt 2.859 MWm Leistung versteigert worden.

b) Statische Kosteneffizienz

Das Auktionsdesign der 3. Phase ermöglicht eine direkte Konkurrenz zwischen Gas- und Windkraftwerken. Beides sind Technologien, die in der Vergangenheit in erheblichem Maße Zuschläge erhalten konnten. Damit sollten sich theoretisch die preisgünstigsten Projekte unabhängig davon, welche der beiden Technologien eingesetzt wird, durchsetzen.

Allerdings ist es den Projektentwicklern von Gaskraftwerken aufgrund regulatorischer Probleme auf dem brasilianischen Gasmarkt nach der Auktion Nr. 20 nicht mehr möglich gewesen, an den Auktionen teilzunehmen.⁴⁷⁸ Da aus den einführend beschriebenen Gründen⁴⁷⁹ auch die Biomasse kaum in der Lage gewesen ist, mit der Windkraft zu konkurrieren, hatte die Windkraft nur in der Auktion Nr. 20 tatsächliche Konkurrenz durch andere Technologien. In dieser Auktion haben sowohl die Windkraft- als auch die Gaskraftwerke Zuschläge erhalten. *Cunha* schreibt diesem Konkurrenzverhältnis entscheidenden Einfluss auf die Preisentwicklung sowohl bei Wind- als auch bei Verbrennungskraftwerken zu.⁴⁸⁰ Auf den Umstand, dass die Konkurrenz in tatsächlicher Hinsicht nur in einer Auktion stattgefunden hat und im Anschluss daran keine Gaskraftwerke mehr an den Auktionen teilgenommen haben, geht er nicht ein. Da also kaum eine direkte Konkur-

⁴⁷⁸ Siehe unter § 12C.IV.2.a) auf S. 108 und § 12C.IV.2.c) auf S. 111.

⁴⁷⁹ Siehe zur Besonderheit der Marktsituation von Biomasseanlagen in Brasilien unter § 12C.I. auf S. 86.

⁴⁸⁰ *Cunha et al.*, Lessons learned Brazil, 2014, S. 5.

renz zwischen Verbrennungskraftwerken und Windkraftanlagen bestand, gingen die sinkenden Auktionspreise auf eine effektivitätssteigernde Konkurrenz innerhalb der Windkraftbranche zurück.⁴⁸¹

Daher lassen sich aus dem Umstand, dass das Auktionsdesign technologieoffener ausgestaltet ist als in der vorherigen Phase kaum Erkenntnisse für die statische Kosteneffizienz ableiten. Dementsprechend geht das Auktionsergebnis der 3. Phase, in dem die Windkraft mit 50 % der versteigerten Leistung als Gewinnerin hervorgeht (siehe Diagramm 5) sowie die positive Entwicklung der Auktionspreise, nicht auf das technologieoffenere Auktionsdesign zurück. Die Auktion Nr. 20 zeigt jedoch zumindest, dass es in der Praxis möglich ist, sehr unterschiedliche Kraftwerkstypen in direkter Konkurrenz zueinander an einer Auktion teilnehmen zu lassen.

c) Dynamische Kosteneffizienz

In der 3. Phase sind nur bereits etablierte Technologien zu den Auktionen zugelassen worden. Daher sind aus dem Auktionsdesign keine direkten Schlüsse auf Effekte einer dynamischen Kosteneffizienz ableitbar. Allerdings zeigen die Auktionsergebnisse dieser Phase, dass die Förderung der Windkraft durch das Auktionsdesign der 2. Phase erfolgreich gewesen ist.⁴⁸² Bei der Auktion Nr. 20 hat sich die Windkraft in direkter Konkurrenz zu Gaskraftwerken bewährt, die ihr in der Vergangenheit preislich überlegen gewesen war. Sie erhielt rund ein Drittel der bezuschlagten Leistung in dieser Technologiegruppe.⁴⁸³ Ein geschütztes Auktionsumfeld für die Windenergie war folglich nicht mehr erforderlich.

Gegen Ende der Phase wurde sie sogar zur dominanten Technologie im brasilianischen Auktionsmodell [Interviews: o,p]. Das zeigt sich in erster Linie an den Auktionspreisen. Die Preise sind von durchschnittlich 134,46 R\$ bei der letzten Auktion der 2. Phase auf durchschnittlich 87,93 R\$ bei der letzten Auktion der 3. Phase gefallen. Damit gehörte in dieser Phase der in Brasilien erzeugte Windstrom sogar zum weltweit preisgünstigsten.⁴⁸⁴ Zudem ist die Windkraft bei jeder der Auktionen der 3. Phase die Technologie gewesen, für die im größten Umfang Anlagen an der Auktion teilgenommen haben.⁴⁸⁵

⁴⁸¹ Siehe zur neu entstandenen Konkurrenzsituation in der Windbranche unter *Bayer*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), 2644, 2646; *Cunha et al.*, *Lessons learned Brazil*, 2014, S. 5; *Porrúa et al.*, *Wind power in Brazil*, 2010, S. 6.

⁴⁸² *Elizondo Azeula et al.*, *Auctions in Brazil, China and India*, 2014, S. 7.

⁴⁸³ Siehe hierzu unter § 12C.IV.2.a) auf S. 108.

⁴⁸⁴ *Silva*, et al., *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 22 (2013), 686, 694.

⁴⁸⁵ Siehe hierzu die Datenblätter in Annex I.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Das Beispiel der Windkraft in Brasilien zeigt zudem, dass es nur schwer vorherzusagen ist, welche Entwicklung die Preise einer Technologie nehmen werden, nachdem diese sich erstmalig im Markt etablieren konnte.

2. Analyse der einzelnen Auktionen

a) Auktion Nr. 20

Das Auktionsdesign der Auktion Nr. 20 sieht zwei Technologiegruppen vor. Technologiegruppe 1 bilden die Wasserkraftwerke. Zu Gruppe 2 sind Biomasse-, Gas- und Windkraftwerke zugelassen. Im ersten Schritt erfolgte die Festlegung, wie viel Leistung in der Auktion insgesamt versteigert wird. Dazu werden bei allen Auktionen zur Deckung des allgemeinen Strombedarfs (LEN-Auktionen) die Mitteilungen der Stromversorgungsunternehmen zu deren zukünftigen Strombedarf herangezogen. Der Verteilungsschlüssel überprüft, ob in der ersten Auktionsrunde genügend Gebote abgegeben wurden, um Leistung im von den Stromversorgungsunternehmen gewünschten Umfang bei einem ausreichenden Konkurrenzniveau zu auktionieren. Wie groß dabei der Abstand zwischen abgegebenen Geboten und maximal zu versteigernder Leistung sein muss, wird nicht veröffentlicht.⁴⁸⁶ Im zweiten Schritt teilt der Verteilungsschlüssel die insgesamt zu versteigernde Leistung proportional zu den in der ersten Runde abgegebenen Geboten auf die Technologiegruppen auf.⁴⁸⁷

Zielsetzung dieses Auktionsdesigns war es, die Wasserkraft vor der Konkurrenz durch günstigere Technologien zu schützen. Man könnte annehmen, dass diese Zielsetzung auch mit einer technologiespezifischen Auktion für Wasserkraft hätte erreicht werden können. In Brasilien lässt es sich jedoch nur schwer vorhersagen, in welchem Umfang Gebote für Wasserkraftwerkeanlagen an den Auktionen teilnehmen werden.⁴⁸⁸ Das führt dazu, dass technologiespezifische Auktionen in Brasilien nicht geeignet sind, um die Wasserkraft in effizienter und effektiver Weise zu fördern. Denn wird in Folge einer falschen Prognose eine zu hohe zu versteigernde Leistung festgelegt, besteht die Gefahr, dass kein ausreichendes Konkurrenzniveau innerhalb der Auktion zu Stande kommt. Ohne ausreichendes Konkurrenzniveau fehlt für die Auktionsteilnehmer der Anreiz, ihre Gebote an den wirklichen Stromgestehungskosten orientieren. Das hätte wiederum negative Auswirkungen auf die Auktionspreise. Zudem würde bei geringer Beteiligung weniger Strom versteigert werden, als von den Stromversorgungsunternehmen an-

⁴⁸⁶ Siehe Formel (2) des Verteilungsschlüssels der Auktion Nr. 20 im Datenblatt in Annex I.

⁴⁸⁷ Siehe Formel (4) und (5) des Verteilungsschlüssels der Auktion Nr. 20 im Datenblatt in Annex I.

⁴⁸⁸ Siehe zur Problematik für Wasserkraftwerke eine umweltrechtliche Genehmigung zu erhalten unter § 12C.I auf S. 86.

gefordert wurde. Es müsste eine weitere Auktion, ggf. mit anderen Technologien, durchgeführt werden. Das würde zusätzliche Kosten sowie Verzögerungen beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten nach sich ziehen. Im gegenläufigen Fall, in dem die zu versteigernde Leistung für die technologiespezifische Wasserkraftauktion zu gering bemessen wird, wird das Ziel verfehlt, möglichst viel Wasserkraft zu auktionieren.

Dieser Problematik entgeht der Auktionator, wenn er wie in Auktion Nr. 20 die insgesamt zu versteigernde Leistung proportional zum tatsächlichen Angebot in den jeweiligen Gruppen aufgeteilt. Dadurch wird ein hohes Konkurrenzniveau sichergestellt. Zudem ist, sofern verteilt auf alle Technologien ein ausreichendes Angebot besteht, sichergestellt, dass die gewünschte Leistung versteigert wird.

Der Verteilungsschlüssel weist jedoch auch Nachteile auf, wenn in beiden Gruppen in ausreichendem Maße Gebote abgegeben wurden und daher ohnehin ein hohes Konkurrenzniveau besteht. Dann sind kaum noch positive Effekte auf den Auktionspreis durch das Abstellen auf die in der ersten Runde abgegebenen Gebote zu erwarten. Die Verteilung würde sich an einem Kriterium orientieren, das weder zu besseren Auktionspreisen beiträgt noch die Präferenzen des Auktionators widerspiegelt. Dieses Auktionsdesign ist folglich nicht zu empfehlen, wenn eine ausreichende Teilnahme an den Auktionen besteht.

In der praktischen Anwendung hat dieses Auktionsdesign dazu geführt, dass 14 % der Leistung in der Technologiegruppe 1 und die übrige Leistung in Technologiegruppe 2 versteigert wurde (siehe Diagramm 6 auf S. 110). Ob hier der gerade beschriebene Nachteil bei ausreichender Teilnahme in beiden Gruppen zum Tragen gekommen ist, lässt sich nicht mit Sicherheit sagen, da nicht veröffentlicht wird, in welchem Umfang Gebote abgegeben werden. Veröffentlicht wird allerdings die Leistung der Anlagen, die zur Auktion zugelassen wurden. In Technologiegruppe 1 wurden Anlagen mit etwa doppelt so viel Leistung zugelassen, wie schlussendlich versteigert wurde. In der Technologiegruppe 2 hingegen war es mehr als das Fünffache.⁴⁸⁹ Das legt den Schluss nahe, dass genügend Gebote für Wasserkraftanlagen abgegeben wurden, um auch unter Wahrung eines ausreichenden Konkurrenzniveaus noch mehr Wasserkraft zu versteigern. Die Verteilung unter den Gruppen ginge in diesem Fall in erster Linie auf das sehr große Überangebot in der Technologiegruppe 2 und nicht auf die Knappheit in Gruppe 1

⁴⁸⁹ Es wurden 13.190 MW zur Technologiegruppe 2 zugelassen und 2.295 MW versteigert. Da der Umfang der zur Auktion zugelassenen Leistung in MW angegeben wird, wird auch hier die versteigerte Leistung in MW angegeben.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

zurück. Damit wäre das Ziel die Wasserkraft zu priorisieren verfehlt worden. Das Auktionsdesign der Auktion Nr. 22 reagiert bereits auf diese Schwachstelle.

Innerhalb der Technologiegruppe 2 setzten sich mehrheitlich die gasbetriebenen Kraftwerke durch. Sie erreichten 56 % der insgesamt versteigerten Leistung (siehe Diagramm 6). Es haben aber auch 44 Windkraftprojekte mit einer Leistung von insgesamt 410 MWm einen Zuschlag erhalten. Das entspricht 27 % der versteigerten Leistung. Diese Auktion zeigt also, dass es durchaus möglich ist, verschiedene Technologien innerhalb einer Auktion direkt miteinander konkurrieren zu lassen, sofern sie im gleichen Preissegment liegen. Welche Auswirkungen dies auf die Auktionspreise hat, lässt sich allerdings in dieser Phase kaum ermitteln, da die Auktion Nr. 20 die einzige ist, bei der eine solche Konkurrenzsituation aufgetreten ist.⁴⁹⁰

Ferner ist es im konkreten Fall gar nicht erforderlich gewesen, die Wasserkraft vor der Konkurrenz durch die anderen Technologien zu schützen, da die durchschnittlichen Zuschlagspreise im selben Bereich lagen: 99,38 R\$ für Windkraftwerke, 102,00 R\$ für Wasserkraftwerke, 102,27 R\$ für die Biomasseanlagen und 103,33 R\$ für Gaskraftwerke. Daraus lässt sich jedoch keine Kritik am Auktionsdesign ableiten, weil Auktionspreise im Vorfeld nur schwer vorherzusagen sind.

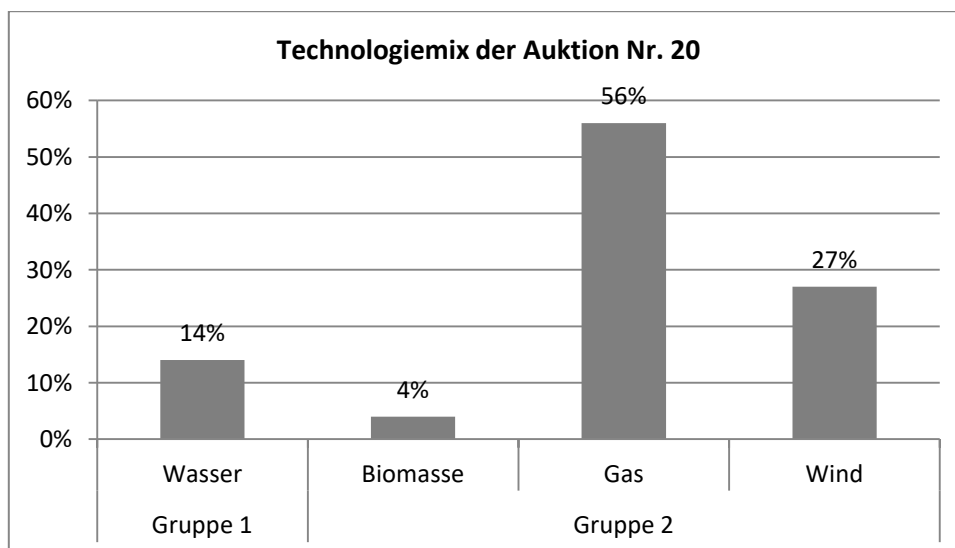


Diagramm 6 – Technologiemix der Auktion Nr. 20

Quelle: Eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Das Diagramm zeigt die prozentuale Aufteilung der versteigerten Leistung in MWm auf die Technologien und Technologiegruppen. Es sind insgesamt 1.544 MWm versteigert worden.

b) Auktion Nr. 21

Die Auktion Nr. 21 ist die letzte Auktion gewesen, bei der der Windenergie ein geschütztes Auktionsumfeld geboten wurde. Vermutlich wurde diese Maßnahme

⁴⁹⁰ Siehe zur Analyse der weiteren technologieoffenen Auktionen unter § 12C.IV.2.c) auf S. 111 ff.

getroffen, da man nicht wusste, ob sich die Windenergie bei der technologieoffenen Auktion Nr. 20, die am Vortag stattgefunden hatte, würde durchsetzen können.

Das Auktionsdesign sieht eine gemeinsame Technologiegruppe für Biomasse- und Windkraftanlagen vor. Erwartungsgemäß hat sich hierbei hauptsächlich die Windenergie durchgesetzt.⁴⁹¹ Sie hat Zuschläge im Umfang von 422 MWm zu einem durchschnittlichen Zuschlagspreis von 99,58 R\$ erhalten. Das entspricht 92 % der insgesamt versteigerten Leistung der Auktion.

c) Auktionen Nr. 22 und 23

Die Auktionen Nr. 22 und Nr. 23 weisen hinsichtlich der Technologieoffenheit ein identisches Auktionsdesign auf. Bei beiden Auktionen werden zwei Technologiegruppen gebildet. Neben einer Gruppe für Wasserkraftwerke gibt es eine Gruppe für Biomasse-, Gas- und Windkraftanlagen. Für vorausgewählte Wasserkraftprojekte wird jeweils eine vorgeschaltete Auktionsphase durchgeführt.⁴⁹²

Die Besonderheit der beiden Auktionen liegt in dem neu ausgestalteten Verteilungsschlüssel, welcher anschließend auch für die Auktionen Nr. 23, 25, 26, 28 Verwendung findet. Dieser sieht eine Kombination aus zwei Kriterien vor. Das Kriterium des Umfangs der in der ersten Auktionsrunde abgegebenen Gebote bleibt bestehen. Zusätzlich dazu legt das brasilianische Energieministerium einen Mindestanteil an der insgesamt zu versteigernden Leistung pro Gruppe fest.

Der Verteilungsschlüssel ist so ausgestaltet, dass die Gruppe, für die in geringerem Umfang Gebote abgegeben wurden, weniger als 50 % der insgesamt zu versteigernden Leistung erhält.⁴⁹³ Der konkrete Prozentsatz hängt davon ab, ob der behördlich festgelegte Mindestanteil oder der Anteil an den in der ersten Runde abgegebenen Geboten größer ist. Der größere Wert setzt sich hierbei durch. Zusätzlich ist ein Sicherheitsmechanismus eingebaut worden. Sollten nämlich für die kleinere Gruppe nicht genügend Gebote abgegeben werden, wird ihr Anteil an der zu versteigernden Leistung begrenzt, damit in dieser ein ausreichendes Konkurrenzniveau gewährleistet wird. In diesem Fall bleibt der behördlich festgelegte

⁴⁹¹ Die Biomasse ist auch bei den vorangegangenen Auktionen nur in Ausnahmefällen in der Lage gewesen, das Preisniveau der Windkraft zu erreichen, siehe § 12A auf S. 86.

⁴⁹² Siehe zur vorgeschalteten Auktionsphase für Wasserkraftwerke unter § 12B.I auf S. 77.

⁴⁹³ Siehe Formeln (4) i.V.m. (11) des Verteilungsschlüssels der Auktion Nr. 22 und Formeln (3) und (10) des Verteilungsschlüssels der Auktion Nr. 23 in den Datenblättern der Auktionen im Annex I.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Mindestanteil unbeachtet.⁴⁹⁴ Die andere Gruppe erhält den Rest der zu versteigernden Leistung.⁴⁹⁵

Durch den Sicherheitsmechanismus kann der Auktionator festlegen, wie viel mehr Angebot bestehen muss, als Leistung versteigert wird. Damit hat er die Möglichkeit, das minimale Konkurrenzniveau selbst zu bestimmen.⁴⁹⁶ Werden für beide Gruppen ausreichend Gebote abgegeben, ermöglicht dieses Auktionsdesign, eine zusätzliche Präferenz zwischen den Technologiegruppen zu etablieren. Der Technologiegruppe mit weniger Angebot in der ersten Auktionsrunde kann bis zu 49 % der insgesamt zu versteigernden Leistung zugesichert werden. Der Auktionator kann aber auch einen geringeren Mindestanteil festlegen und die Entscheidung über die Verteilung zwischen den Gruppen dem Umfang der in der ersten Auktionsrunde abgegebenen Gebote und damit dem Markt überlassen. Damit wird das bei Auktion Nr. 20 beschriebene Problem der Steuerung des Technologiemix bei guter Beteiligung an den Auktionen behoben.⁴⁹⁷

Dieser Verteilungsschlüssel hat allerdings auch einen Nachteil. Er kann lediglich in Auktionen mit maximal zwei Technologiegruppen angewandt werden. Möchte der Auktionator eine differenziertere Steuerung vornehmen, als eine Gruppe der anderen vorzuziehen, ist das mit diesem Auktionsdesign nicht möglich.

In der Praxis sind bei der Auktion Nr. 22 nur in geringem Umfang Wasserkraftwerke zur Auktion zugelassen worden. Das Auktionsdesign hat dementsprechend dafür gesorgt, dass so viel Leistung wie möglich in Gruppe 1 unter den Wasserkraftwerken und die übrige Leistung in Gruppe 2 versteigert wurde. Dementsprechend ist nur ein relativ geringer Anteil von 15 % der versteigerten Leistung auf Wasserkraftanlagen entfallen (siehe Diagramm 7). Dass die vorgeschaltete Auktionsphase keinen nennenswerten Erfolg gebracht hat, liegt daran, dass nur zwei der ursprünglich geplanten zehn vorausgewählten Wasserkraftprojekte rechtzeitig eine umweltrechtliche Genehmigung erhalten haben.⁴⁹⁸ Zudem sind auch für die zweite Auktionsphase nur zehn Wasserkraftwerke mit einer Kapazität von insgesamt 535 MW zur Auktion zugelassen worden. Die automatische Umverteilung im Falle zu geringer Beteiligung bei einer der beiden Technologiegruppen hat somit gegriffen.

⁴⁹⁴ Siehe Formeln (4) bzw. (6) des Verteilungsschlüssels der Auktion Nr. 22 und Formeln (3) und (5) des Verteilungsschlüssels der Auktion Nr. 23 in den Datenblättern der Auktionen im Annex I.

⁴⁹⁵ Siehe Formeln (5) bzw. (7) des Verteilungsschlüssels der Auktion Nr. 22 und Formeln (4) und (6) des Verteilungsschlüssels der Auktion Nr. 23 in den Datenblättern der Auktionen im Annex I.

⁴⁹⁶ Dies erfolgt über den Wert PD1, siehe Formeln (4) und (7) des Verteilungsschlüssels der Auktion Nr. 22 in Annex I.

⁴⁹⁷ Siehe zu den Nachteilen dieses Verteilungsschlüssels unter § 12C.IV.2.a) auf S. 108 ff.

⁴⁹⁸ Rego, Proposta de Aperfeiçoamento, 2012, S. 130.

Die im Auktionsdesign vorgesehene Wettbewerbssituation in Gruppe 2 ist hingegen nicht eingetreten. Innerhalb der technologieoffenen Gruppe hat die Windkraft absolut dominiert (siehe Diagramm 7), da kein Gaskraftwerk die Phase der technischen Zulassung passieren konnte. Das ist mit den oben beschriebenen Gaslieferengpässen zu erklären. Denn der Nachweis der sicheren Gasversorgung der Anlage über die gesamte Vertragslaufzeit ist Teil der technischen Zulassung.⁴⁹⁹ Das Abschneiden der Biomasse erklärt sich mit der besonderen Marktsituation der Biomasseanlagen.⁵⁰⁰

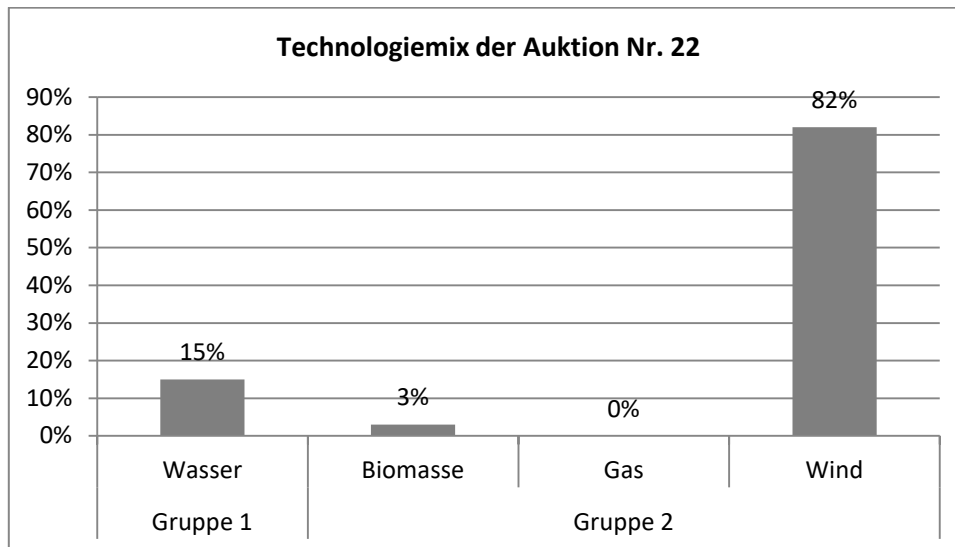


Diagramm 7 – Technologiemix der Auktion Nr. 22

Quelle: Eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Das Diagramm zeigt die prozentuale Aufteilung der versteigerten Leistung in MWm auf die Technologiegruppen und Technologien bei der Auktion Nr. 22. Es sind 552 MWm versteigert worden.

Im darauffolgenden Jahr hat die Auktion Nr. 23 mit einem hinsichtlich der Technologieoffenheit identischen Auktionsdesign stattgefunden. Das Auktionsergebnis unterscheidet sich aber wesentlich von dem des Vorjahres. Knapp die Hälfte der bezuschlagten Leistung ist an Wasserkraftanlagen gegangen (siehe Diagramm 8 auf S. 114). An dieser Stelle ist die Weiterentwicklung des Verteilungsschlüssels gegenüber der Version der Auktion Nr. 20 zum Tragen gekommen. Die Kapazität der für Technologiegruppe 2 zugelassenen Anlagen ist fast zehn Mal größer gewesen als für die Gruppe der Wasserkraftwerke. Da aber auch für die Wasserkraft in ausreichendem Maß Anlagen zur Auktion zugelassen wurden, kann davon ausgegangen werden, dass der behördliche Mindestanteil für die Verteilung zwi-

⁴⁹⁹ Siehe zu den Lieferengpässen zwischen 2011 und 2014 unter § 12C.I. auf S.87..

⁵⁰⁰ Siehe näher zu dieser Sonderstellung unter § 12C.I. auf S.86.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

schen den beiden Gruppen ausschlaggebend war.⁵⁰¹ So wurde in beiden Gruppen ein ausreichendes Konkurrenzniveau sichergestellt und darüber hinaus konnten die Präferenzen des Auktionators berücksichtigt werden. Innerhalb der technologieoffenen Gruppe gingen alle Zuschläge an Windkraftanlagen. Wie auch bei der vorangegangenen Auktion ist dies auf die Versorgungslage mit Gas und die fehlende Konkurrenzfähigkeit der Biomasse gegenüber der Windkraft zu erklären.

Folglich sind in Auktion Nr. 22 und 23 die beiden wesentlichen Anwendungsfälle des Verteilungsschlüssels erfolgreich zum Tragen gekommen.

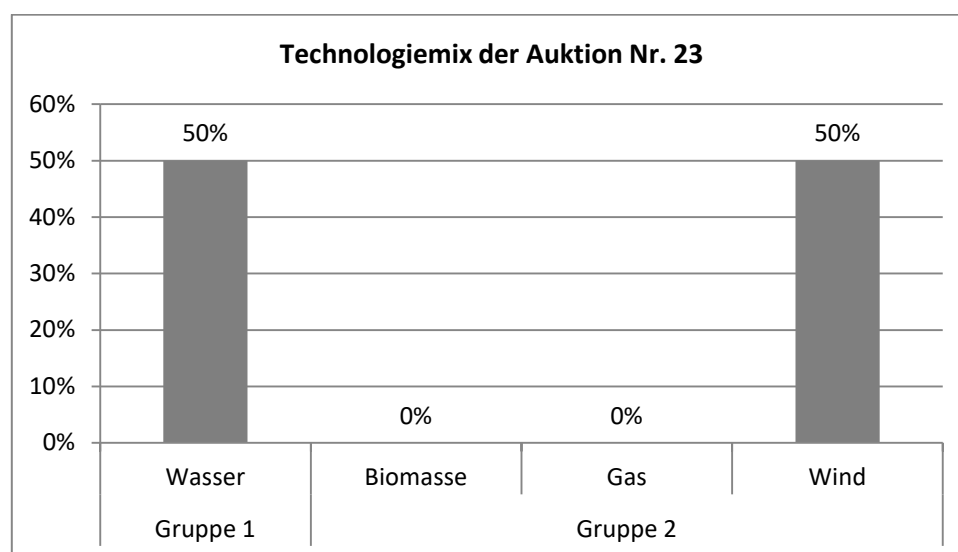


Diagramm 8 – Technologiemix der Auktion Nr. 23.

Quelle: Eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Das Diagramm zeigt die prozentuale Aufteilung der versteigerten Leistung in MWm auf die Technologien bei der Auktion Nr. 23. Insgesamt sind 302 MWm versteigert worden.

V. Vierte Phase: Behördliche Steuerung des Technologiemix und Förderung der Solarenergie (2013-2016)

1. Kontext und Analyseergebnisse der 4. Phase

In der 4. Phase zwischen 2013 und 2016 bestand die Priorität der Auktionen darin, einen ausgewogenen Technologiemix herzustellen sowie die Solarenergie in das Auktionssystem zu integrieren [Interviews: o,p,r,u]. Die Wasserkraft sollte gefolgt von anderen erneuerbaren Energien den stärksten Zuwachs erfahren.⁵⁰² Insbesondere Gaskraftwerke sollten wieder einen Teil der zu versteigernden Leistung erhalten, um die Versorgungssicherheit in Dürreperioden sicherzustellen.⁵⁰³ Diese Zielsetzungen machten aufgrund der dominanten Stellung der Windkraft

⁵⁰¹ Siehe für den Umfang der zugelassenen Technologien das Datenblatt der Auktion im Annex I. Wenn der Mindestanteil greift, müsste sich für Gruppe 1 eigentlich ein Ergebnis von unter 50 % ergeben. Das in Diagramm 8 dargestellte Ergebnis von 50 % zu 50 % ist gerundet.

⁵⁰² MME/EPE, Plano Decenal 2022, 2013, 27-28.

⁵⁰³ MME/EPE, Plano Decenal 2022, 2013, 27, 29.

eine Fortführung des Auktionsdesigns der 3. Phase impraktikabel [Interviews: o,p].

Zum Ende der 3. Phase wurde die Windkraft in großer Menge zu einem Preis angeboten, der von den anderen Technologien nicht mehr erreicht werden konnte [Interviews: o,p]. Eine direkte Konkurrenz zwischen Windkraftanlagen und Verbrennungskraftwerken, wie im Auktionsdesign der 3. Phase vorgesehen, würde den Verbrennungskraftwerken kaum eine Chance lassen. Daher wurde das relativ technologieoffene Auktionsdesign der Jahre 2011 und 2012 nicht beibehalten.

a) Steuerung des Technologiemicx und Optimierung des Konkurrenznieaus

Das Auktionsdesign der 4. Phase priorisierte, wie in den Phasen zuvor, an erster Stelle die Wasserkraft.⁵⁰⁴ Sie erhielt bei jeder Auktion, an der sie teilnahm, eine eigene Technologiegruppe. Neben der Priorisierung der Wasserkraft war es nun aber auch erforderlich, die Verbrennungskraftwerke vor der Konkurrenz durch die Windkraft zu schützen. Dabei wurde zwischen den Auktionen mit langer (fünfjähriger) und Auktionen mit kurzer (dreijähriger) Vorlaufzeit unterschieden.

Bei den Auktionen mit langer Vorlaufzeit wurden die Verbrennungs- gegenüber den Windkraftwerken priorisiert [Interviews: o,p]. Um der Windenergie aber weiterhin in gewissem Umfang Zuschläge zu ermöglichen, war bei den Auktionen mit kürzeren Vorlaufzeiten keine Priorisierung der Verbrennungskraftwerke vorgesehen.⁵⁰⁵ Der Umstand, dass Wasser- und große Verbrennungskraftwerke kaum in der Lage sind, die kurzen Vorlaufzeiten einzuhalten, sollte für ein erfolgreiches Abschneiden der Windkraft in den Auktionen mit kurzer Laufzeit sorgen [Interviews: o,p,r].

Im Rahmen der Auktionen mit langer Vorlaufzeit wurden zwei verschiedene Ansätze im Auktionsdesign gewählt, um die gerade beschriebenen Priorisierungen erreichen. Der erste Ansatz (2013 und 2015) bestand darin, separate Auktionen für Wasser- und Verbrennungskraftwerke auf der einen und für Windkraftanlagen auf der anderen Seite durchzuführen. Dadurch konnte sowohl die Priorisierung der Wasserkraft vor allen anderen Technologien als auch die Priorisierung der Verbrennungskraftwerke vor der Windkraft im Auktionsdesign verankert werden. Es lässt sich also anders als beim Auktionsdesign der 3. Phase mehr als eine Präferenz im Auktionsdesign abbilden.

⁵⁰⁴ Das entspricht dem Zehnjahresplan zum Ausbau des Energiesektors des Jahres 2013. Dieser sieht vor, dass die Wasserkraft weiterhin den größten Zuwachs erhalten soll, siehe MME/EPE, Plano Decenal 2022, 2013, S. 27.

⁵⁰⁵ Eine Ausnahme von dieser Regel bildet die Auktion Nr. 34. Dort übernimmt die Windkraft auch nur die Energie, die in den anderen Gruppen nicht auktioniert werden kann. Das hat sich dort im Ergebnis aber nicht negativ für die Windkraft ausgewirkt.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Es besteht jedoch weiterhin die bekannte Problematik, dass die Teilnahme sowohl der Wasser- als auch der Verbrennungskraftwerke in Brasilien starken Schwankungen unterliegt. Um den anvisierten Technologiemitmix mit diesem Design erreichen zu können, müssten verlässliche Prognosen über die voraussichtliche Teilnahme der Technologien möglich sein. In der Praxis kam es weder bei Auktion Nr. 25 noch bei Auktion Nr. 32 dazu, dass falsche Prognosen zu unerwünschten Auktionsergebnissen geführt haben. Trotzdem stellt das Erfordernis, eine verlässliche Prognose zur Teilnahme an den Auktionen treffen zu müssen, einen wesentlichen Nachteil dieses Ansatzes dar.⁵⁰⁶

Der zweite Ansatz (2013, 2014 und 2016) sah vor, weiterhin alle Technologien gemeinsam zu versteigern, der Windkraft aber eine eigene Technologiegruppe zuzuweisen und die Verteilung über einen neuen Verteilungsschlüssel zu steuern. Bei diesem Ansatz kam der Windenergie eine Auffangfunktion zu. Sie übernahm nur den Anteil der zu versteigernden Leistung, der nicht von den anderen Technologiegruppen abgedeckt wurde.

Dieser Ansatz hat den Vorteil, mehrere Zielsetzungen innerhalb der gleichen Auktion verfolgen zu können. Die Wasserkraft und die Verbrennungskraftwerke werden priorisiert. Sollte für eine der beiden Technologiegruppen aber nicht ausreichend Leistung angeboten werden, um die Zielvorstellung des Auktionators zu erfüllen, springt die Windkraft als Auffangtechnologie ein. Es ist also eine bessere Steuerung als beim Auktionsdesign der 3. Phase möglich und gleichzeitig bleiben, anders als beim ersten Ansatz der 4. Phase, die Vorteile der automatischen Umverteilung über den Verteilungsschlüssel erhalten. Es wird also im Sinne der Optimierung des Konkurrenznieaus dafür gesorgt, dass dort viel Leistung versteigert wird, wo auch ausreichend Angebot besteht. Es besteht jedoch auch hier ein Nachteil. Das Ergebnis der Auffangtechnologie lässt sich nur schlecht steuern oder vorhersehen. Daher stellt dieser Ansatz einen Fortschritt gegenüber der 3. Phase, aber noch keine optimale Lösung für die Erfordernisse des brasilianischen Auktionssystems dar.

Darüber hinaus wurde in zusätzlichen Auktionen ein geschütztes Auktionsumfeld für Solaranlagen geschaffen, um diese im brasilianischen Strommarkt zu etablieren [Interviews: s,u].⁵⁰⁷ Um die unterschiedlichen Zielsetzungen zu erreichen, mussten jedes Jahr mehrere Auktionen mit verschiedenen Auktionsdesigns durchgeführt werden. Denn die oben beschriebenen Ansätze erlauben es nicht,

⁵⁰⁶ Siehe hierzu unter § 12C.V.2.a) auf S. 119 ff.

⁵⁰⁷ *Viana/Ramos*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91 (2018), 219.

alle Zielsetzungen innerhalb eines Auktionsdesigns zu erreichen. In dieser Phase wurden deshalb im Durchschnitt vier Auktionen pro Jahr durchgeführt.

Die Auswertung der Auktionsergebnisse der 4. Phase zeigt, dass es nicht wie eigentlich geplant gelungen ist, den stärksten Zuwachs bei der Wasserkraft zu verzeichnen (siehe Diagramm 9). Das liegt jedoch nicht am Auktionsdesign, sondern an fehlenden umweltrechtlichen Genehmigungen. Diese Gefahr wurde vom Energieministerium im Zehnjahresplan zur Expansion des Energiesektors bereits erkannt.⁵⁰⁸ Als Alternative zur Gewährleistung der Stromversorgung sieht der Plan einen stärkeren Zuwachs bei den Verbrennungskraftwerken vor.⁵⁰⁹

Dieser Alternativplan konnte mithilfe des neuen Auktionsdesigns umgesetzt werden. Die von der Wasserkraft nicht abgedeckte Leistung verteilte sich ausgeglichen auf die Verbrennungs- und Windkraftwerke, obwohl der Windkraft hinsichtlich des Preisniveaus eine marktdominierende Stellung zukam. Es wurden 41 % der bezuschlagten Leistung an Verbrennungskraftwerke und 38 % an Windkraftwerke versteigert (siehe Diagramm 9). Dieser Technologiemit wurde, wie im Auktionsdesign angelegt, erreicht, indem die Verbrennungskraftwerke ihre Zuschläge hauptsächlich in den Auktionen mit langer Vorlaufzeit und die Windkraftwerke in den Auktionen mit kürzerer Vorlaufzeit erhielten. Bei den Auktionen mit mindestens 5 Jahren Vorlaufzeit entfiel 78 % der versteigerten Leistung auf Verbrennungskraftwerke und Wasserkraftwerke. Bei den Auktionen mit kürzerer Vorlaufzeit erhielten hingegen die Wind- und Solarkraftwerke mit 89 % der versteigerten Leistung den Großteil der Energie.

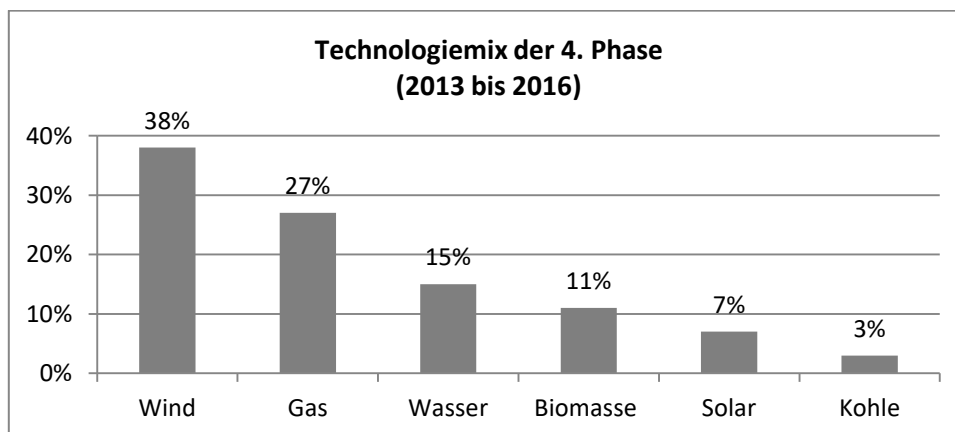


Diagramm 9 – Anteil der Technologien an der versteigerten Leistung in der 4. Phase.

Quelle: eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Es wird der prozentuale Anteil an der bei den Auktionen N° 24 bis 39 (gemäß Tabelle 2) versteigerten Leistung in MWm wiedergegeben. Es sind insgesamt 9.566 MWm in dieser Phase versteigert worden.

⁵⁰⁸ MME/EPE, Plano Decenal 2022, 2013, S. 27.

⁵⁰⁹ MME/EPE, Plano Decenal 2022, 2013, S. 29.

b) Statische Kosteneffizienz

Effekte statischer Kosteneffizienz sind in dieser Phase kaum zu beobachten. Alle relevanten Technologien (Wasserkraft, Windkraft, Solarenergie und Verbrennungskraftwerke) wurden in verschiedenen Auktionen oder verschiedenen Technologiegruppen versteigert. Nur bei den Auktionen mit kurzer Laufzeit befanden sich Windkraftanlagen zusammen in einer Technologiegruppe mit Verbrennungskraftwerken. In der Praxis ist dadurch aber kaum eine Konkurrenzsituation entstanden, da die Verbrennungskraftwerke in den meisten Fällen eine längere Vorlaufzeit benötigen.⁵¹⁰ Nur unter den Verbrennungskraftwerken ist es in einzelnen Fällen zu Konkurrenzsituationen gekommen, wenn sowohl Kohle- als auch Gaskraftwerke Gebote abgegeben haben.⁵¹¹ Im Übrigen verzichtete das brasilianische Energieministerium in der 4. Phase auf den Effekt der statischen Kosteneffizienz.

c) Dynamische Kosteneffizienz

Während der 4. Phase verfolgte das brasilianische Energieministerium die Zielsetzung, die Solarenergie im brasilianischen Auktionssystem zu etablieren. Dafür war es erforderlich, ein geschütztes Auktionsumfeld zu schaffen. Im Rahmen dieses Umfeldes nahm die Solarenergie mit großem Erfolg teil. Anders als bei der Windenergie gab es jedoch keine positive Überraschung hinsichtlich der Auktionspreise. Aufgrund externer Faktoren gelang es nicht, das Preisniveau der Solarenergie an das der anderen Technologien heranzuführen. Der Effekt der dynamischen Kosteneffizienz, dass eine ursprünglich nicht konkurrenzfähige Technologie erst an den Markt herangeführt wird und dann dort Druck auf die anderen Technologien ausübt, war folglich in der 4. Phase nicht zu beobachten.⁵¹²

2. Analyse der einzelnen Auktionen

Da die verschiedenen Varianten des Auktionsdesigns nicht nacheinander, sondern im Wechsel, zum Einsatz kamen, werden die Auktionen der 4. Phase nachfolgend entsprechend ihrer Gemeinsamkeiten in Gruppen untersucht.

a) Auktionen Nr. 24, 25 und 31, 32 - 1. Steuerungsansatz bei Auktionen mit langer Laufzeit

In den Jahren 2013 und 2015 führte das Energieministerium zwei Auktionen mit langer Vorlaufzeit durch, zu denen keine Windkraftanlagen zugelassen wurden.⁵¹³ Bei diesen Auktionen gab es zwei Technologiegruppen, eine für Wasserkraftwer-

⁵¹⁰ Siehe hierzu § 12C.V.2.c) auf S. 128.

⁵¹¹ Siehe beispielsweise bei Auktion Nr. 30 (Diagramm 13 auf S. 125).

⁵¹² Siehe hierzu unter § 12C.V.2.d) auf S. 128.

⁵¹³ Es handelt sich um die Auktionen Nr. 25 und 32.

ke und eine für Verbrennungskraftwerke. Die Verteilung unter den Gruppen wurde über den in Auktion Nr. 22 erstmals eingesetzten Verteilungsschlüssel vorgenommen. Zudem fand jeweils kurz vorher eine Auktion statt, bei der die Windkraft die Gelegenheit hatte, Zuschläge zu erhalten.⁵¹⁴

Dieser Ansatz bietet den Vorteil, dass sowohl die Priorisierung der Wasserkraft als auch der Schutz der Verbrennungskraftwerke vor der dominanten Stellung der Windkraft erreicht werden kann. Der Technologiemitel ist also differenzierter steuerbar als mit dem Auktionsdesign der vorherigen Phase. Die Auslagerung der Windkraft hat allerdings einen wesentlichen Nachteil. Denn der Auktionator muss im Vorfeld festlegen, wie viel Leistung die Auktion für Windkraft und wie viel die Auktion für Wasser- und Verbrennungskraftwerke erhält. Dafür ist eine Prognose der Teilnahme an den Auktionen erforderlich. Die Erfahrung der vorangegangenen Phasen hat aber gezeigt, dass es in Brasilien nur schwer vorhersehbar ist, wie groß die Beteiligung von Wasser- und Gaskraftwerken sein wird.⁵¹⁵ Mehrfach ist es dazu gekommen, dass weder für Wasserkraftwerke noch für Verbrennungskraftwerke in größerem Umfang Gebote abgegeben wurden.⁵¹⁶

Eine falsche Prognose hätte nachteilige Folgen für das Auktionsergebnis. Denn schätzt das Ministerium die Teilnahme der Wasser- und Gaskraftwerke zu hoch ein, greift der Sicherheitsmechanismus des Verteilungsschlüssels und der Umfang der zu versteigernden Leistung wird reduziert. Da diese Leistung nicht von einer anderen Technologie wie der Windkraft aufgefangen werden kann, wird weniger Leistung versteigert als in der die Planung vorgesehen. Es müssten zusätzliche Auktionen durchgeführt werden, wodurch sich der Ausbau der Kraftwerkskapazitäten verzögert und zusätzliche Kosten auf Seiten der Behörden sowie der Auktionsteilnehmer anfallen.

Schätzt das Ministerium die Beteiligung der Wasser- und Verbrennungskraftwerke hingegen zu niedrig ein, erhalten diese weniger Zuschläge als es der Markt hergeben würde. Der eigentlich angestrebte Technologiemitel würde somit nicht erreicht. Die theoretischen Vorteile dieses Auktionsdesigns bei der Steuerung des Technologiemitel kommen also nur zur Geltung, wenn eine zuverlässige Teilnahme an den Auktionen besteht.

In der Praxis ist diese Gefahr jedoch weder 2013 noch 2015 eingetreten. Adiiert man die Auktionsergebnisse der Auktion für Windkraft und der Auktion für

⁵¹⁴ Dabei handelt es sich um die Auktionen Nr. 24 und 31.

⁵¹⁵ Siehe zu den Gründen für die schwankende Teilnahme unter § 12C.I auf S. 86.

⁵¹⁶ Siehe beispielsweise die Auktion Nr. 22, bei der gar keine Gaskraftwerke und nur in geringem Maße Windkraftwerke an der Auktion teilgenommen haben.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Wasser- und Verbrennungskraftwerke im Jahr 2013, erhält man einen ausgeglichenen Technologiemit zwischen Wind-, Wasser- und Biomassekraftwerken (siehe Diagramm 10). Bei Auktion Nr. 25 konnte sich innerhalb der Gruppe für Biomasse-, Gas- und Kohlekraftwerke allein die Biomasse durchsetzen. Wie schon in den Auktionen zuvor passierte kein Gaskraftwerk die Phase der technischen Zulassung. Die drei zugelassenen Kohlekraftwerke mit einer Kapazität von 1.840 MW konnten sich im Konkurrenzkampf gegen die Biomasse nicht durchsetzen. Es ist nicht bekannt, ob für sie überhaupt Gebote abgegeben wurden. Dass in Gruppe 2 der Auktion Nr. 25 überhaupt in relevantem Maße Leistung versteigert wurde, ist darauf zurückzuführen, dass für diese Auktion wesentlich mehr Angebot für Biomasse bestand als beispielsweise bei den Auktionen davor und danach. Aufgrund dieses ungewöhnlich großen Angebots ist es zu einem relativ ausgeglichenen Technologiemit gekommen und die beschriebenen Schwächen des Auktionsdesigns sind nicht zum Tragen gekommen.

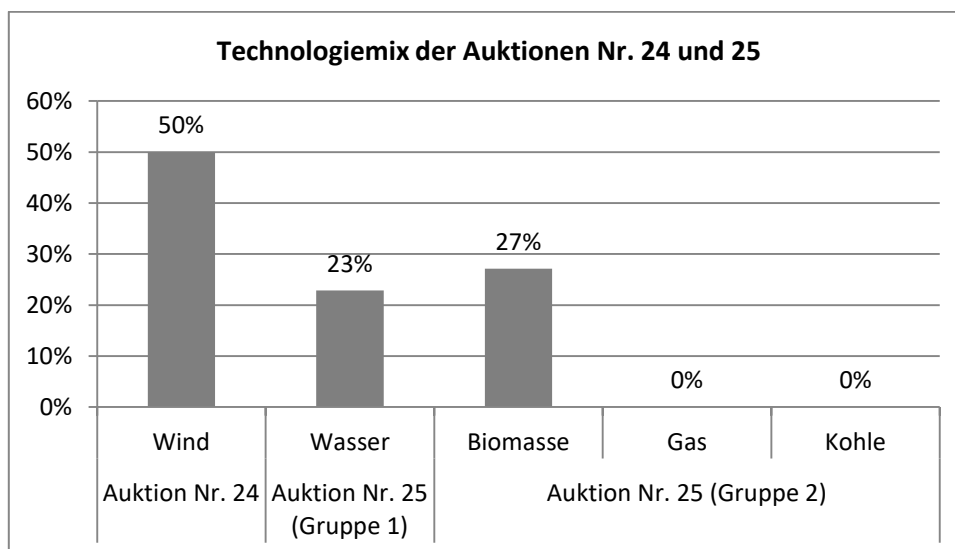


Diagramm 10 – Technologiemit der Auktion Nr. 24 und 25

Quelle: Eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Das Diagramm zeigt die prozentuale Aufteilung der versteigerten Leistung in MWm auf die Technologien und Technologiegruppen der Auktionen Nr. 24 und 25. Es sind insgesamt 1.382 MWm versteigert worden.

Im Jahr 2015, als derselbe Ansatz verfolgt wurde, fiel das Auktionsergebnis der Auktionen Nr. 31 und 32 deutlich anders aus, da es den Gaskraftwerken wieder gelang, die technischen Voraussetzungen für die Teilnahme an den Auktionen zu erfüllen. Dadurch erreichten die Gaskraftwerke 72 % der in den beiden Auktionen versteigerten Leistung (siehe Diagramm 11 auf S. 121). Die Auktionen des Jahres 2014 hatten gezeigt, dass wieder mit der Teilnahme von Gaskraftwerken zu rechnen war. Das brasilianische Energieministerium konnte dementsprechend mit einer großen Teilnahme an Verbrennungskraftwerken rechnen. Dies würde erklä-

ren, dass der Auktion Nr. 32 wesentlich mehr Leistung zugeteilt wurde als der Auktion mit Beteiligung der Windkraft, bei der nur knapp 100 MWm Leistung versteigert wurden. Aufgrund dieser zutreffenden Vorhersage war die Steuerung des Technologiemit erfolgreich. Hätte es jedoch entgegen der Prognose des Ministeriums nur eine geringe Beteiligung von Gaskraftwerken gegeben, wäre in den beiden Auktionen des Jahres 2015 nur sehr wenig Leistung versteigert worden. Die Steuerung des Technologiemit über dieses Design hängt also wesentlich von der Richtigkeit der Prognose der Teilnehmerzahlen ab.

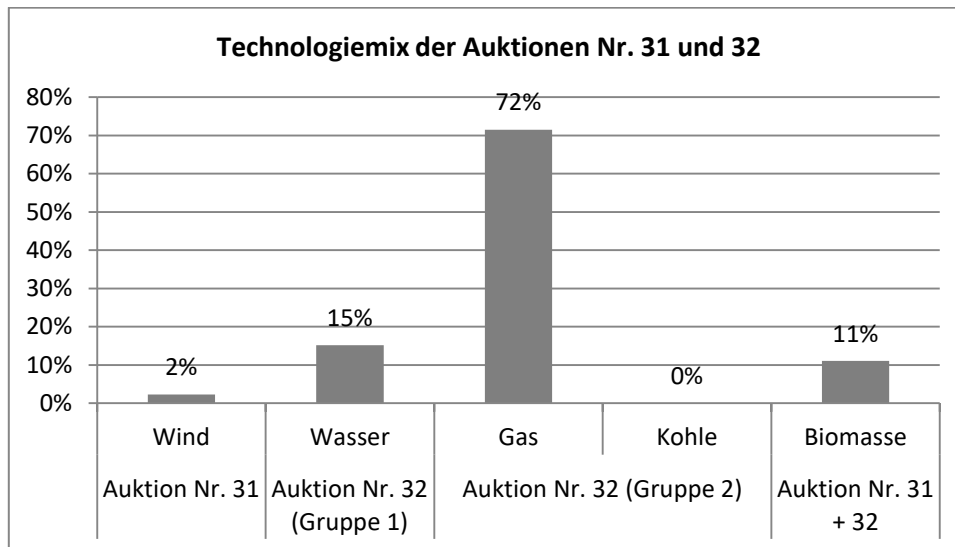


Diagramm 11 – Technologiemix der Auktion Nr. 31 und 32

Quelle: Eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Das Diagramm zeigt die prozentuale Aufteilung der versteigerten Leistung in MWm auf die Technologien und Technologiegruppen der Auktionen Nr. 31 und 32. Es sind insgesamt 1.323 MWm versteigert worden.

b) Auktionen Nr. 27, 30 und 37 - 2. Steuerungsansatz bei Auktionen mit langer Laufzeit

Bei den Auktionen Nr. 27, 30 und 37 ist der andere Ansatz zur Steuerung des Technologiemit bei Auktionen mit langer Laufzeit angewandt worden. Dieser Ansatz sieht vor, Wasser-, Verbrennungs- und Windkraftwerke gemeinsam in einer Auktion zu versteigern und den Technologiemit über einen neuen Verteilungsschlüssel zu steuern. Das Energieministerium hat diesen Ansatz bei der Auktion Nr. 37 im Jahr 2016 nochmals im Detail weiterentwickelt worden. Es werden nachfolgend zunächst die Auktionen Nr. 27 und 30 und im Anschluss die Auktion 37 untersucht.

Bei den Auktionen Nr. 27 und 30 aus den Jahren 2013 und 2014 sah das Auktionsdesign jeweils drei Technologiegruppen vor. Es gab eine Gruppe für Wasserkraft (Gruppe 1), eine für Biomasse, Gas und Kohle (Gruppe 2) sowie eine Grup-

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

pe für Wind und Solar (Gruppe 3).⁵¹⁷ Der neue Verteilungsschlüssel führte erstmals eine Hierarchie zwischen den Gruppen ein.⁵¹⁸ Aber auch die Kriterien des Umfangs der in der ersten Auktionsrunde abgegebenen Gebote sowie der Mindestanteil pro Gruppe waren Teil des Verteilungsschlüssels.

Um diese drei Kriterien in Einklang zu bringen, war der Verteilungsschlüssel wie folgt ausgestaltet: Den Gruppen 1 und 2 werden Mindestanteile zugewiesen, welche in Addition zwischen 0 % und 100 % der insgesamt zu versteigernden Leistung ergeben.⁵¹⁹ Der konkrete Prozentsatz an der insgesamt zu versteigernden Leistung für Gruppe 1 und 2 hängt davon ab, ob der behördlich festgelegte Mindestanteil oder der Anteil an den in der ersten Runde abgegebenen Geboten größer ist. Der größere Wert setzt sich hierbei durch. Zusätzlich ist der Sicherheitsmechanismus zur Gewährleistung des Konkurrenznieaus im Verteilungsschlüssel enthalten. Sollten für eine der beiden Gruppen nicht genügend Gebote abgegeben werden, damit ein ausreichendes Konkurrenzniveau gewährleistet ist, wird der Anteil an der zu versteigernden Leistung begrenzt. In diesem Fall bleibt der behördlich festgelegte Mindestanteil unbeachtet. Die Gruppe 3 (Windkraft + Solar) erhält den Rest der zu versteigernden Leistung. Gruppe 3 steht in der Hierarchie also hinter Gruppe 1 und 2. Sie übernimmt eine Auffangfunktion für die in Gruppen 1 und 2 nicht versteigerte Leistung [Interviews: o,s,u].⁵²⁰ Das kann sich in der Praxis je nach Angebot in den Gruppen 1 und 2 positiv oder negativ für die Windkraft auswirken.

Wie der oben beschriebene erste Steuerungsansatz erlaubt auch dieses Auktionsdesign,⁵²¹ die Wasserkraft gegenüber allen anderen Technologien und die Verbrennungskraftwerke gegenüber der Windkraft zu priorisieren. Zudem besteht der Vorteil, dass es eine automatische Umverteilung über den Verteilungsschlüssel gibt, sodass der Auktionator im Vorfeld der Auktion keine Prognose über die voraussichtliche Teilnahme in den Technologiegruppen treffen muss. Dadurch wird in den priorisierten Gruppen immer so viel Leistung versteigert, wie es das im Verteilungsschlüssel festgelegte Konkurrenzniveau zulässt. Daher lässt sich der Technologiemitmix über dieses Auktionsdesign besser steuern als beim ersten Ansatz der 4. Phase.

⁵¹⁷ Übersichtshalber werden die Gruppen zur Erläuterung des Verteilungsschlüssels hier nummeriert.

⁵¹⁸ Siehe Formel (5) des Verteilungsschlüssels der Auktion Nr. 27 im Datenblatt in Annex I.

⁵¹⁹ Siehe Formeln (3) und (4) Verteilungsschlüssels im Datenblatt zu Auktion Nr. 27 in Annex I.

⁵²⁰ Die Experten sprechen von dem sog. „Produto tampão“, was sich mit Auffanggruppe übersetzen lässt.

⁵²¹ Siehe unter § 12C.V.2.a) auf S. 119.

Der Nachteil besteht allerdings darin, dass eine Technologie als Auffangtechnologie bestimmt werden muss. Für diese ist im Verteilungsschlüssel kein Mindestanteil festlegbar. Ihr Abschneiden hängt also nur von der Beteiligung der anderen Technologien ab. In der Praxis ist dieser Nachteil auch klar zum Tragen gekommen. Der Anteil der Windkraft variierte zwischen 67 % bei der Auktion Nr. 27 und 0 % bei der Auktion Nr. 37. Diese unkontrollierbaren Schwankungen wurden von der Windbranche stark kritisiert [Interviews: o,p]. Zudem müsste die dominante Rolle der Windkraft auch in Zukunft bestehen bleiben, um sie als Auffangtechnologie benennen zu können. Auch für dieses System muss also eine, wenn auch wenig detaillierte, Vorhersage der Marktverhältnisse vom Auktionator getroffen werden.

In der Praxis kam bei der Auktion Nr. 27 die beschriebene Auffangfunktion der Windkraft zum Tragen. Sie erhielt 62 % der versteigerten Leistung (siehe Diagramm 12 auf S. 124). An die Gruppe der Wasserkraft ging rund ein Drittel der versteigerten Leistung. Die Gruppe der Verbrennungskraftwerke erhielt hingegen nur 5 % der versteigerten Leistung. Die Analyse der veröffentlichten Statistiken lässt den Schluss zu, dass der Anteil der Wasserkraft auf den im Verteilungsschlüssel festgelegten Mindestanteil und nicht auf eine im Vergleich zu den anderen Gruppen große Beteiligung der Wasserkraft zurück geht. Denn die Wasserkraft erhielt 33 % der bezuschlagten Leistung, wobei nur 8 % der zur Auktion zugelassenen Kapazität Wasserkraftanlagen sind. Der Verteilungsschlüssel hat also dafür gesorgt, dass der gewünschte Anteil der Zuschläge an Wasserkraftwerke gegangen ist. Das schwache Abschneiden der Gruppe 2 geht nach Analyse der Statistiken auf ein Eingreifen des Sicherheitsmechanismus zur Sicherstellung des Konkurrenznieaus zurück. Es waren zwar zwei Kohlekraftwerke und ein Gaskraftwerk mit einer Kapazität von 3.378 MW zugelassen, was rund 20 % der zugelassenen Kapazität entspricht, doch scheinen diese schlussendlich keine Gebote abgegeben zu haben. Der Anteil der Gruppe 2 hätte aufgrund der Größe der Anlagen sonst höher ausfallen müssen. Von einer geringen Beteiligung innerhalb dieser Gruppe geht dementsprechend auch einer der Experten aus [Interview: s]. Dementsprechend hat hier der Sicherheitsmechanismus des Verteilungsschlüssels gegriffen. Die Leistung, die in Gruppe 2 nicht versteigert werden konnte, wurde automatisch der Gruppe 3 zugewiesen. Damit ist die im Verteilungsschlüssel vorgesehene Auffangfunktion der Gruppe 3 auch in der Praxis zum Tragen gekommen.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

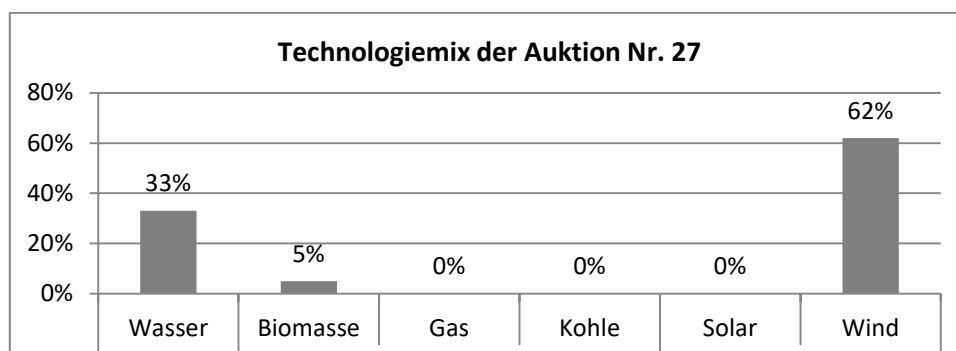


Diagramm 12 - Technologiemix der Auktion Nr. 27

Quelle: Eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Das Diagramm zeigt die prozentuale Aufteilung der versteigerten Leistung in MWm auf die Technologien bei der Auktion Nr. 27. Insgesamt wurden 1.600 MWm versteigert.

Bei der Auktion Nr. 30 aus dem Jahr 2014 fiel das Auktionsergebnis deutlich anders aus. Mangels Angebot konnte die Wasserkraft kaum Zuschläge erhalten (1%, siehe Diagramm 13). Großer Gewinner dieser Auktion waren die Gaskraftwerke, welche 62 % der bezuschlagten Leistung erhalten haben. Die Windkraft erhielt einen wesentlich geringeren Anteil (15 %) als noch bei der Auktion Nr. 27. Das ging auf die höhere Beteiligung in den anderen Technologiegruppen zurück. Die hierarchische Anordnung der Gruppen hatte in diesem Fall also negative Auswirkungen für die Windkraft.

Die Ergebnisse der Auktionen Nr. 27 und 30 zeigen, dass das Auktionsdesign flexibel auf die verschiedenen Angebotssituationen reagiert. Dadurch erhalten die priorisierten Technologiegruppen so viele Zuschläge, wie es die Marktsituation zulässt. Darin liegt der Vorteil gegenüber den vorangegangenen Auktionsdesigns. Aber auch mit diesem Auktionsdesign lassen sich nicht alle Technologiegruppen steuern. Denn das Abschneiden der Auffangtechnologie lässt sich kaum beeinflussen. Darin besteht der Nachteil dieses Designs.

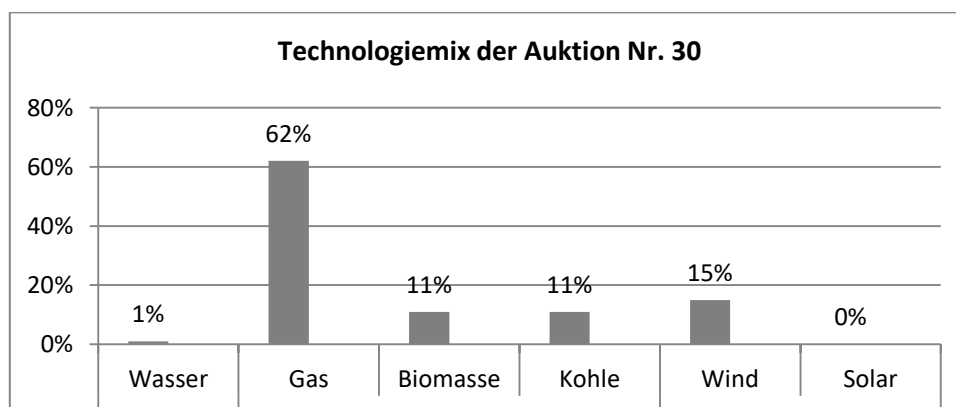


Diagramm 13 - Technologiemix der Auktion Nr. 30

Quelle: Eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Das Diagramm zeigt die prozentuale Aufteilung der versteigerten Leistung in MWm auf die Technologien bei der Auktion Nr. 30. Es wurden 2.743 MWm versteigert.

Für die Auktion Nr. 37 im Jahr 2016 wurde das Auktionsdesign noch einmal leicht überarbeitet. Es sah vier Technologiegruppen vor: Wasserkraft (Gruppe 1), Biomasse und Kohle (Gruppe 2), Gaskraftwerke (Gruppe 3) und Windkraft (Gruppe 4). Die zusätzliche Gruppe ergab sich also aus der Auftrennung der Verbrennungskraftwerke in zwei Gruppen.

Der Verteilungsschlüssel basierte auf dem Design der Auktion Nr. 27. Es wurden wieder die drei Kriterien (abgegebene Gebote, behördlicher Mindestanteil sowie eine hierarchische Ordnung zwischen den Technologiegruppen) eingesetzt. Zudem gab es auch hier den Sicherheitsmechanismus, der ein vom Auktionator festlegbares Konkurrenzniveau innerhalb jeder Technologiegruppe sicherstellt. Die hierarchische Ordnung unter den Gruppen war bei Auktion Nr. 27 so ausgestaltet, dass es zwei theoretisch gleichwertige Gruppen gab und die dritte Gruppe nur noch den Rest der zu versteigernden Leistung erhält. Bei dieser Auktion war es hingegen so, dass ein Rangverhältnis zwischen allen Gruppen etabliert wurde. Dazu wird ein zusätzlicher mathematischer Term in die Gleichung eingeführt, der dafür sorgt, dass die nachgeschalteten Gruppen nur noch den Anteil an der zu versteigernden Leistung erhalten, der nicht schon den vorgeschalteten Gruppen zugeteilt wurde.⁵²² Diese Priorisierung verlief entlang der oben aufgeführten Nummerierung der Gruppen. Das Ergebnis von Gruppe 1 hing dementsprechend nur von der Menge der abgegebenen Gebote bzw. dem Mindestanteil ab. Der Anteil von Gruppe 2 hing auch von der Menge der abgegebenen Gebote bzw. dem Mindestanteil ab, wurde aber auf die gesamte Leistung abzüglich der in Gruppe 1 versteigerten Leistung begrenzt. Gleiches galt für Gruppe 3 mit dem Unterschied, dass die Begrenzung von der in Gruppe 1 und 2 versteigerten Leistung abhing. Die Gruppe 4 erhielt den Rest der zu versteigernden Leistung.

Mit der Aufstockung auf 4 Gruppen kann ein noch differenzierterer Technologiemix angestrebt werden. Die übrigen Vor- und Nachteile bleiben wie bei Auktion Nr. 27 und 30 bestehen. In der Praxis ist diese Weiterentwicklung jedoch kaum zum Tragen kommen. Das Auktionsergebnis sticht in erster Linie aufgrund der sehr geringen versteigerten Leistung von nur 202 MWm heraus. Das ist der bis dato kleinste Wert einer Auktion mit fünf Jahren Vorlaufzeit gewesen. Der kleine Auktionsumfang ging auf die geringe Nachfrage der Stromversorgungsunternehmen im Zuge der brasilianischen Wirtschaftskrise zu diesem Zeitpunkt zurück [Interviews: o,u]. Das führte dazu, dass aufgrund der nachrangigen Stellung der Gruppe 4 keine Windkraftanlagen bezuschlagt wurden [Interviews: o,p]. In dieser

⁵²² Siehe die Formeln (4), (5) und (6) des Verteilungsschlüssels im Datenblatt der Auktion Nr. 37 im Annex I.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Auktion wurde die Windkraft also durch die Rolle als Auffangtechnologie benachteiligt.

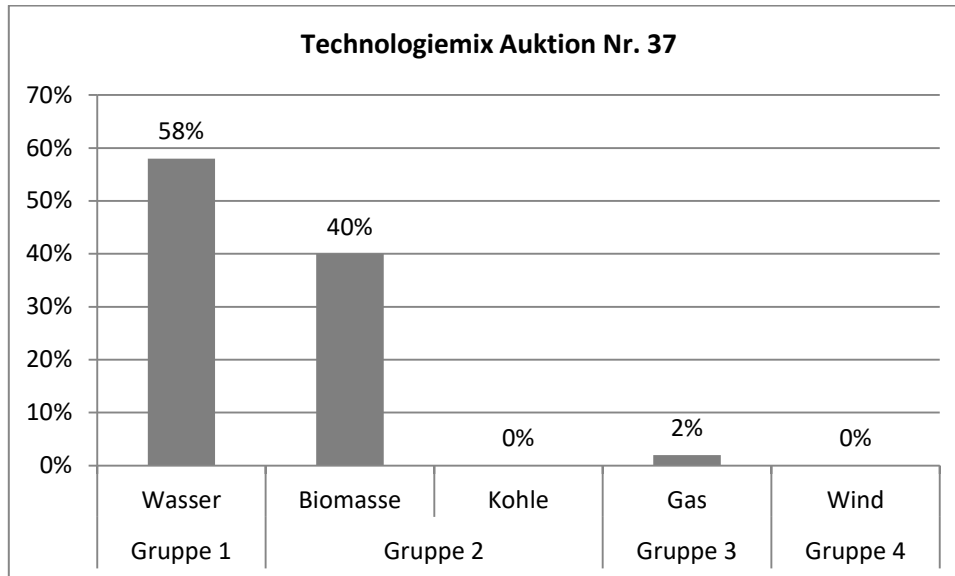


Diagramm 14 - Technologiemix der Auktion Nr. 37

Quelle: Eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Das Diagramm zeigt die prozentuale Aufteilung der versteigerten Leistung in MWm auf die Technologien bei der Auktion Nr. 37. Es sind insgesamt 202 MWm versteigert worden.

c) Auktionen Nr. 26, 28, 34 - Auktionen mit kurzer Laufzeit

In den Jahren 2013, 2014 und 2015 wurde je eine Auktion mit kurzer (dreijähriger) Vorlaufzeit mit Beteiligung von Wasser-, Verbrennungs- und Windkraftwerken durchgeführt.⁵²³ Es handelt sich dabei um die Auktionen Nr. 26, 28 und 34. Erwartungsgemäß setzte sich bei diesen Auktionen in erster Linie die Windkraft durch.⁵²⁴

Bei den beiden Auktionen Nr. 26 und 28 wurde das aus der 3. Phase bekannte Auktionsdesign mit zwei Technologiegruppen und einem Verteilungsschlüssel, der sich an einem vorher festgelegten Mindestanteil sowie an den abgegebenen Geboten in der ersten Auktionsrunde orientiert, verwendet.⁵²⁵

In der Praxis wurden bei Auktion Nr. 26 nicht genügend Gebote für Wasserkraftwerke abgegeben, um Leistung in ihrer Gruppe versteigern zu können. Bei Auktion Nr. 28 erhielt die Wasserkraft 33 % der versteigerten Leistung. Die restliche Leistung ging in beiden Auktionen an die Windkraft. Das Ergebnis innerhalb der technologieoffenen Gruppe ging darauf zurück, dass zu diesem Zeitpunkt keine

⁵²³ Zu den Auktionen Nr. 26 und 28 sind auch Solaranlagen zugelassen gewesen, die allerdings erwartungsgemäß keine Rolle gespielt haben.

⁵²⁴ Die Windkraft hat 81 % der in diesen drei Auktionen versteigerten 1.042 MWm erhalten.

⁵²⁵ Siehe zu diesem Auktionsdesign im Einzelnen zur Auktion Nr. 22 unter § 12C.IV.2.c)) auf S. 111 ff. Es ist hier jedoch keine vorgeschaltete Auktionsrunde für große Wasserkraftwerke durchgeführt worden.

Gaskraftwerke die Phase der technischen Zulassung passieren konnten und die Biomasse sowie die Solarenergie preislich nicht konkurrenzfähig zur Windkraft waren.

Für die Auktion Nr. 34 wurde das Auktionsdesign umgestellt. Es wurden drei Technologiegruppen gebildet, wobei der Windkraft die oben beschriebene Aufnahmefunktion zukam.⁵²⁶ Dadurch konnten Gas- und Biomassekraftwerke jeweils 7 % der in der Auktion Nr. 34 versteigerten Leistung erhalten. Die Windkraft war mit 76 % trotzdem die dominante Technologie, da es den anderen Technologien generell schwer fällt, die kurze Vorlaufzeit von drei Jahren einzuhalten und die Beteiligung dementsprechend gering ausfiel [Interviews: o,p,r].

d) Auktionen Nr. 29, 35 und 36 - Geschütztes Umfeld für Solaranlagen

Die Auktionen Nr. 29, 35 und 36 boten ein geschütztes Auktionsumfeld für Solaranlagen. Dadurch wurden in erheblichem Umfang Zuschläge für Solarkraftwerke erteilt.⁵²⁷ Anders als in der 2. Phase bei der Windkraft gelang es allerdings nicht, die Solarenergie auch hinsichtlich der Auktionspreise an die anderen Technologien heranzuführen.

Bei der Auktion Nr. 29 im Jahr 2014 erhielten erstmals Solaranlagen Zuschläge im brasilianischen Auktionsmodell. Zu der Auktion waren Biomasse-, Solar- und Windkraftanlagen zugelassen. Jede Technologie erhielt eine eigene Technologiegruppe. Es bestand also keine direkte Konkurrenz zwischen den Technologien. Der Verteilungsschlüssel sah eine bestimmte (geheim gehaltene) Leistung in MWm für Biomasse und Solarenergie sowie den bekannten Sicherheitsmechanismus zur Gewährleistung des Konkurrenzniveaus vor.⁵²⁸ Die Windkraft erhielt die in den beiden anderen Gruppen nicht vergebene Leistung.⁵²⁹ Im Endergebnis gingen Zuschläge im Umfang von 202 MWm an Solaranlagen und im Umfang von 333 MWm an Windkraftanlagen. Die Biomasseanlagen erhielten keinen Zuschlag. Das Abschneiden der Biomasseanlagen lässt sich anhand des Verteilungsschlüssels nur mit mangelnder Teilnahme an der Auktion erklären. Zu dieser Auktion wurden keine Zahlen zur Zulassung von Biomasse- und Windkraftanlagen veröffentlicht.

⁵²⁶ Siehe unter § 12C.V.2.a) auf S. 119.

⁵²⁷ Über die drei Auktionen verteilt wurden 679 MWm Leistung für Solaranlagen bezuschlagt. Das entspricht 7 % der insgesamt in dieser Phase versteigerten Leistung (siehe Diagramm 9 auf S. 118).

⁵²⁸ Siehe zur Erläuterung des Sicherheitsmechanismus die Auktion Nr. 22 unter § 12C.IV.2.c) auf S. 111.

⁵²⁹ Siehe die Formeln (4), (5) und (6) des Verteilungsschlüssels der Auktion Nr.29 im Annex I.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Der durchschnittliche Zuschlagspreis lag für Solaranlagen bei 215,53 R\$ und für Windkraftanlagen bei 142,31 R\$. Das Auktionsergebnis zeigt also, dass das geschützte Umfeld für die Solarenergie erforderlich war. Der Preisunterschied ist so groß, dass die Solaranlagen nicht in der Lage gewesen wären, gegen die anderen Technologien in direkter Konkurrenz Zuschläge zu erhalten. Insbesondere die große Beteiligung von Anbietern für Solarenergie in dieser Auktion wird als großer Erfolg gewertet.⁵³⁰

Im darauffolgenden Jahr wurden erneut zwei Auktionen durchgeführt, die der Solarenergie ein geschütztes Auktionsumfeld geboten haben (Auktionen Nr. 35 und 36). Zur Auktion Nr. 35 waren ausschließlich Solaranlagen zugelassen. Die Zuschläge beliefen sich auf 232 MWm bei einem durchschnittlichen Zuschlagspreis von 301,65 R\$. Bei der zweiten Auktion (Nr. 36) wurden Solarenergie und Windkraft in zwei separaten Gruppen versteigert. Der Verteilungsschlüssel sah eine behördlich vorgegebene prozentuale Verteilung unter den Gruppen vor, so dass die versteigerten 508 MWm ungefähr hälftig auf die beiden Gruppen aufgeteilt wurden. Der durchschnittliche Zuschlagspreis für Solarenergie lag mit 297,37 R\$ im selben Bereich wie bei der vorangegangenen Auktion.

Durch die Schaffung des geschützten Auktionsumfeldes gelang es, eine sehr große Teilnahme von Solaranlagen an den Auktionen zu erreichen. Statistiken für die technische Zulassung von Solaranlagen wurden nur für die Auktion Nr. 29 und 35 veröffentlicht. Dort wurden 8.871 bzw. 11.261 MW zu den Auktionen zugelassen. Das sind Werte, die in den Jahren zuvor nur von der Windkraft in Brasilien erreicht werden konnten.

Die Entwicklung der Auktionspreise verlief jedoch anders als bei der Windkraft in der 2. Phase nicht positiv. Die durchschnittlichen Zuschlagspreise für Solarenergie erhöhten sich von 2014 zu 2015 sogar deutlich. Diese Entwicklung geht auf externe Faktoren außerhalb des Auktionsdesigns zurück. Insbesondere eine ungünstige Entwicklung des Dollarwechselkurses hatte großen Einfluss auf die Preise für Solaranlagen, da ein großer Teil der Kosten durch den Import der Solarmodule entsteht [Interviews: p,q,r,o]. Daher war die Solarenergie auch am Ende dieser Phase noch nicht in der Lage, an Auktionen ohne ein geschütztes Auktionsumfeld teilzunehmen.

⁵³⁰ *Viana/Ramos*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 91 (2018), 219.

VI. Fünfte Phase: Behördliche Steuerung des Technologiemicx und Optimierung des Konkurrenznieaus (2017-2018)

1. Kontext und Analyseergebnisse der 5. Phase

Auch in der 5. Phase von 2017 bis 2018 bestand die Zielsetzung des Auktionsdesigns darin, einen ausgewogenen Technologiemicx zu erreichen.⁵³¹ Die verschiedenen Technologiearten (Wasserkraft, Verbrennungskraftwerke, Windkraft und Solarenergie) sollten unabhängig von ihrem Preisnieau einen Teil der zu versteigernden Leistung erhalten. Die Zielsetzungen haben sich im Vergleich zur 4. Phase also nicht deutlich verschoben. Trotzdem gab es wesentliche Veränderungen im Auktionsdesign.

In der 5. Phase wurden weniger Auktionen durchgeführt, zu denen dafür mehr Technologien zugelassen waren. Auf Auktionen, deren Auktionsdesign auf Förderung einer bestimmten Technologie zugeschnitten ist, wurde verzichtet. Pro Jahr fanden nur noch zwei Auktionen statt. Im Vergleich dazu wurden in der vorangegangenen Phase noch durchschnittlich vier Auktionen pro Jahr durchgeführt. In der 5. Phase gab es jährlich eine Auktion mit kurzer (vierjähriger) Vorlaufzeit gegeben, zu der alle erneuerbaren Energien in jeweils eigenen Technologiegruppen zugelassen waren⁵³² und eine Auktion mit langer (sechsjähriger) Vorlaufzeit, an der Wasser-, Verbrennungs- und Windkraftwerke in eigenen Gruppen teilnahmen.⁵³³ Um trotz dieser Zusammenfassung der Auktionen einen ausreichenden Einfluss auf den Technologiemicx ausüben zu können, entwarf das Energieministerium einen neuen Verteilungsschlüssel.

Die Grundstruktur des Verteilungsschlüssels war für alle vier Auktionen gleich und bestand aus zwei aufeinander folgenden Schritten: Im ersten Schritt wird den Technologiegruppen ein nur vorläufiger Anteil an der zu versteigernden Leistung zugeteilt. Im Rahmen dieses ersten Schrittes wird jeder Gruppe ein Mindestanteil an der insgesamt zu versteigernden zugewiesen.⁵³⁴ Der Ablauf dieser vorläufigen Zuweisung ist im Wesentlichen aus den vorherigen Phasen bekannt. Der vorläufige Anteil hängt dann davon ab, ob der behördlich festgelegte Mindestanteil oder der Anteil an den in der ersten Runde abgegebenen Geboten größer ist. Der grö-

⁵³¹ Siehe zu den Ausbauzielen den Zehnjahresplan zur Expansion des Energiesektors aus dem Jahr 2017, MME/EPE, Plano Decenal 2026, 2017, S. 75.

⁵³² Siehe Auktionen Nr. 40 und 42, bei denen die Wasserkraft, Biomasse, Solarenergie und Windkraft jeweils eine eigene Technologiegruppe hatten.

⁵³³ Siehe Auktionen Nr. 41 und 43, zu denen Wasserkraft, Biomasse, Kohle, Gas und Windkraft zugelassen waren.

⁵³⁴ Siehe Formeln (4) bis (7) der Auktionen Nr. 40 bis 42 und Formeln (4) bis (6) der Auktion Nr. 43 in den Datenblättern der Auktionen im Annex I.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

ßere Wert setzt sich hierbei durch. Die Summe der vergebenen Mindestanteile muss aber nicht 100 % ergeben. Das Energieministerium kann beispielsweise nur 10 % Mindestanteil für alle vier Gruppen vorsehen. In diesem Fall kommt es entscheidend darauf an, wie viele Gebote für die jeweilige Gruppe abgegeben wurden. Denn für viele Gruppen wird dieser Anteil größer sein als der Mindestanteil von 10 %. Wie groß die zugewiesenen Mindestanteile sind, wird in Brasilien allerdings weder vor noch nach der Auktion bekannt gegeben. Zusätzlich ist wie in den Phasen zuvor ein Sicherheitsmechanismus zur Gewährleistung des Konkurrenznieaus innerhalb jeder Gruppe im Verteilungsschlüssel enthalten. Dieser limitiert das ausgeschriebene Volumen pro Gruppe, sofern nicht genügend Gebote abgegeben werden, um ein bestimmtes Konkurrenznieau zu erreichen. In diesem Fall bleibt der behördlich festgelegte Mindestanteil unbeachtet.

Der entscheidende Unterschied zum Auktionsdesign der vorangegangenen Phase besteht darin, dass der Verteilungsschlüssel noch einen zweiten Schritt vorsieht. Wenn der im letzten Absatz beschriebene Sicherheitsmechanismus für eine der Gruppen greift, wird die überschüssige zu versteigernde Leistung im zweiten Schritt auf die übrigen Gruppen verteilt.⁵³⁵ Die Verteilung erfolgt proportional zu dem Wert, der sich bei der Berechnung des vorläufigen Anteils im ersten Schritt des Verteilungsschlüssels ergeben hat.⁵³⁶ Die Gruppen, die im ersten Schritt bei der vorläufigen Aufteilung viel Leistung erhalten haben, profitieren auch im zweiten Schritt von der Umverteilung in besonderem Maße. Auf die Umverteilung haben also auch wieder der Mindestanteil und der Anteil der abgegebenen Gebote einen Einfluss. Dadurch wird der im ersten Schritt bewirkte Verteilungseffekt noch verstärkt.

a) **Steuerung des Technologiemitx und Optimierung des Konkurrenznieaus**

Im Hinblick auf die Steuerung des Technologiemitx besteht der Vorteil dieses Auktionsdesigns darin, dass über den Verteilungsschlüssel der Anteil jeder Technologiegruppe an der zu versteigernden Leistung soweit gesteuert werden kann, wie die Marktverhältnisse dies zulassen. Diese Steuerung erfolgt zum einen über den Mindestanteil, der für jede Gruppe vergeben wird. Zum anderen wird die Leistung, die aufgrund des Eingreifens des Sicherheitsmechanismus frei wird, auf die Gruppen mit ausreichendem Angebot umverteilt. Im Vergleich zur 4. Phase entbindet das den Auktionator von der Aufgabe, eine Auffanggruppe festlegen zu

⁵³⁵ Siehe Formeln (9) bis (26) der Auktionen Nr. 40 bis 42 und Formeln (8) bis (21) der Auktion Nr. 43 in den Datenblättern der Auktionen im Annex I.

⁵³⁶ Siehe dazu Formeln (18) bis (22) der Auktionen Nr. 40 bis 42 und Formeln (17) bis (21) der Auktion Nr. 43 in den Datenblättern der Auktionen im Anhang Annex I.

müssen. Für diese Technologie konnte nämlich nach der Systematik der vorherigen Phase kein Mindestanteil festgelegt werden. Dies war für die Steuerung des Technologiemitx von Nachteil, da kaum vorhersehbar war, wie viel Leistung für diese Gruppe übrig bleiben würde. Zum Teil fiel ihr Anteil sehr groß aus⁵³⁷ und zum Teil ging sie ganz leer aus⁵³⁸. Diese kaum zu kontrollierenden Schwankungen sind insbesondere von der Windbranche, die regelmäßig die Auffangtechnologie war, kritisiert worden [Interviews: o,p].

Nach dem neuen Modell ist die Verteilung unter den Gruppen für die verschiedenen Auktionsszenarien besser steuerbar: Ist in allen Gruppen ausreichend Angebot vorhanden, erhalten alle Technologien zumindest den ihnen zugewiesenen Mindestanteil. Es gibt keine Auffangtechnologie mehr, die in diesem Fall leer ausgeht. Kommt es hingegen mangels Angebot in einer Gruppe zu einer Umverteilung der zu versteigernden Leistung, profitiert nicht allein die Auffangtechnologie davon, sondern alle Technologiegruppen, bei denen ausreichend Angebot besteht.

Durch dieses Auktionsdesign kann das Energieministerium den nach seinen Vorstellungen optimalen Technologiemitx für jede Auktion bestimmen. Sollte dieser Mix aufgrund der Marktverhältnisse nicht realisierbar sein, greift die automatische Umverteilung, die sich wiederum an den Marktverhältnissen selbst orientiert. Dadurch gelingt es, den Technologiemitx so weit wie möglich zu beeinflussen und dort, wo Informationsdefizite über die Marktverhältnisse bestehen, die Entscheidung auf den Markt zu übertragen. Das Zusammenspiel von Sicherheitsmechanismus und Umverteilung sorgt für effektive und im Rahmen des gewählten Maßes an Technologieoffenheit effiziente Auktionen. Erstens wird der gewünschte Technologiemitx soweit wie möglich erreicht, ohne Prognosen über die Teilnehmerzahlen anstellen zu müssen. Zweitens wird ein Konkurrenzniveau gewährleistet, das den gewünschten Wettbewerbsdruck sicherstellt [Interviews: s,u].

Der Verteilungsschlüssel hatte in der Praxis wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis der 5. Phase. Denn auch in dieser Phase wäre die Windenergie ohne Steuerung des Technologiemitx die dominante Technologie gewesen. Sie wurde im größten Umfang zur den Auktionen zugelassen und ihr durchschnittlicher Zuschlagspreis lag mit 93,66 R\$ deutlich unter dem der anderen Technologien (siehe Diagramm 15 auf S. 132). Die Verteilung der zu versteigernden Leistung zeigt jedoch ein anderes Bild. Gaskraftwerke waren mit über der Hälfte der versteiger-

⁵³⁷ So bei den Auktionen Nr. 27 und 34, bei denen Windkraft jeweils über 60 % der versteigerten Leistung erreicht hat, siehe Datenblätter in Annex I.

⁵³⁸ So bei der Auktion Nr. 37 (siehe Diagramm 14 auf S. 127).

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

ten Leistung die stärkste Kraft (siehe ebenfalls Diagramm 15). Sie wurde bei den Auktionen mit langer Laufzeit (Nr. 41 und 43) durch die Festlegung des Mindestanteils gegenüber der Windkraft priorisiert.⁵³⁹ Gleiches gilt für die Solarenergie in den Auktionen mit kurzer Laufzeit, in denen sie jeweils die meisten Zuschläge erhielten (Nr. 40 und 42).⁵⁴⁰ Anders als bei der vorangegangenen Phase gelang es trotz dieser Priorisierungen, die Windkraft mit einem relativ konstanten Niveau an Zuschlägen zu berücksichtigen. Sie ist mit 29 % der versteigerten Leistung zur zweitstärksten Kraft geworden. Das durchweg schwache Abschneiden der Wasserkraft- und Biomasseanlagen ergibt sich aus der geringen Beteiligung an den Auktionen.

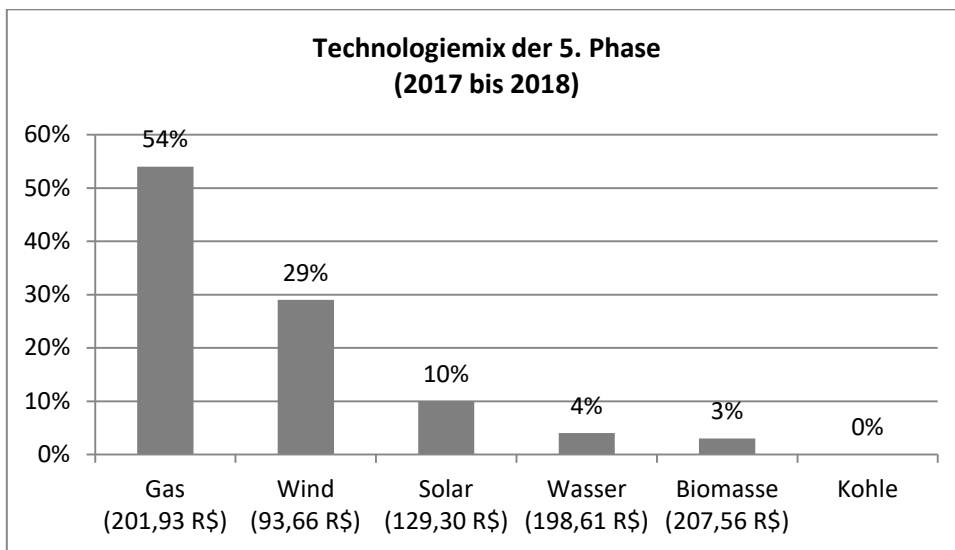


Diagramm 15 - Anteil der Technologien an der versteigerten Leistung in der 5. Phase.

Quelle: eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Es wird der prozentuale Anteil an der bei den Auktionen N° 40 bis 43 (gemäß Tabelle 2) versteigerten Leistung in MWm sowie der durchschnittliche Zuschlagspreis der jeweiligen Technologie angegeben. Insgesamt wurden 4.091 MWm versteigert.

b) Statische Kosteneffizienz

Es handelt sich wie bei der vorherigen Phase um ein nur in sehr geringem Maße technologieoffenes Auktionsdesign. Dementsprechend können keine Erkenntnisse bezüglich der statischen Kosteneffizienz abgeleitet werden.

c) Dynamische Kosteneffizienz

In dieser Phase wurde keine neue Technologie an den Markt herangeführt. Die Preise für die Solarenergie sind zwar deutlich gefallen und liegen nun unterhalb derer der Verbrennungs- und Wasserkraftwerke (siehe Diagramm 15). Da die Solarenergie aber immer in einer eigenen Technologiegruppe versteigert wurde, haben ihre Auktionspreise keinen Einfluss auf die anderen Technologien.

⁵³⁹ Siehe unter § 12C.VI.2.a) auf S. 134 f.

⁵⁴⁰ Siehe unter § 12C.VI.2.b) auf S. 136 f.

Die Entwicklung der Solarenergie zeigt jedoch ähnlich wie bei der Windenergie, dass noch nicht konkurrenzfähige Technologien bei Schaffung eines entsprechenden geschützten Auktionsumfeldes innerhalb weniger Jahre das Niveau der anderen Technologien erreichen oder sogar unterschreiten können.

d) Verringerung der Anzahl durchgeführter Auktionen

Zudem konnten durch das neue Auktionsdesign die Anzahl der Auktionen und damit die Transaktionskosten deutlich verringert werden. In der 4. Phase waren durchschnittlich vier Auktionen pro Jahr vorgesehen, in der 5. Phase wurden nur noch zwei Auktionen pro Jahr durchgeführt. Denn in der 4. Phase wurden neben den beiden „großen“ jährlichen Auktionen zur allgemeinen Deckung des Strombedarfs viele weitere (Reserveenergie-)Auktionen durchgeführt. Dies war nach dem alten Auktionsdesign erforderlich, um den Technologiemarkt in ausreichender Weise steuern zu können.⁵⁴¹ Auf diese zusätzlichen Auktionen konnte aufgrund der verbesserten Steuerungsmöglichkeiten des neuen Verteilungsschlüssels in der 5. Phase verzichtet werden.

2. Analyse der einzelnen Auktionen

Aufgrund der Ähnlichkeiten im Auktionsdesign werden die Auktionen mit kurzer und die Auktionen mit langer Vorlaufzeit nachfolgend blockweise untersucht.

a) Auktion Nr. 40 und 42

Bei den Auktionen Nr. 40 und 42 aus den Jahren 2017 und 2018 handelt es sich um Auktionen mit kurzer (vierjähriger) Vorlaufzeit. Sie weisen hinsichtlich der Technologieoffenheit das gleiche Auktionsdesign auf. Es waren Wasser-, Biomasse-, Solar- und Windkraftanlagen in jeweils eigenen Technologiegruppen zugelassen. Verbrennungskraftwerke, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, wurden nicht zugelassen.

Bei Auktion Nr. 40 wurden insgesamt 220 MWm versteigert, wobei mehr als drei Viertel auf Solarkraftwerke entfallen sind (siehe Diagramm 16 auf S. 134). Das schwache Abschneiden der Wasserkraft und Biomasse ging auf die geringe Beteiligung der beiden Technologien zurück. Die Verteilung zwischen Wind- und Solarenergie hingegen lässt sich mit einem wesentlich höheren Mindestanteil für die Solarenergie (Gruppe 3) erklären.⁵⁴² Denn für beide Gruppen wurden in großem Umfang Anlagen zu Auktion zugelassen. Es ist also nicht davon auszugehen, dass in einer der beiden Gruppen durch den Sicherheitsmechanismus die zu versteigernde Leistung begrenzt wurde. Da sich das Ergebnis aber auch nicht mit der

⁵⁴¹ Zur Analyse der 4. Phase siehe unter § 12C.V auf S. 115 ff.

⁵⁴² Siehe zur Funktionsweise des Verteilungsschlüssels unter § 12C.VI.1 auf S. 130.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Differenz der zu der Auktion zugelassenen Anlagen erklären lässt,⁵⁴³ geht das erfolgreiche Abschneiden der Solarenergie auf einen hohen Mindestanteil zurück. Der höhere Mindestanteil wirkte sich dann auch entsprechend bei der Umverteilung der für Gruppe 1 und 2 nicht vergebenen Menge aus. Diese Analyse des Verteilungsschlüssels wurde ausnahmsweise von einem der interviewten Behördenmitarbeiter bestätigt: Das Energieministerium habe in dieser Auktion die Solarenergie fördern wollen und ihr deshalb wahrscheinlich einen höheren Mindestanteil zugestanden [Interview: o]. Die genauen Werte der Mindestanteile bleiben jedoch geheim.

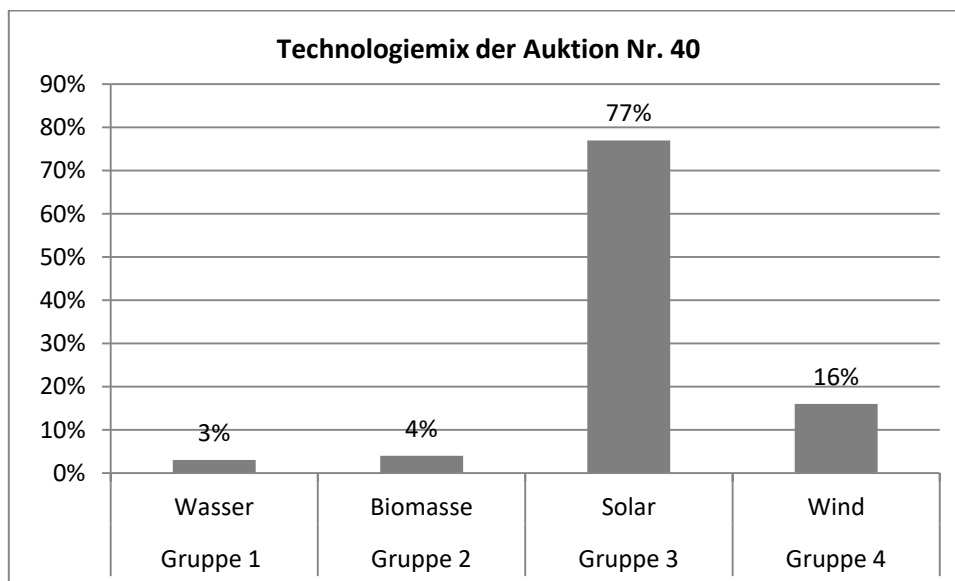


Diagramm 16 - Technologiemix der Auktion Nr. 40

Quelle: Eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Das Diagramm zeigt die prozentuale Aufteilung der versteigerten Leistung in MWm auf die Technologien und Technologiegruppen. Es sind insgesamt 220 MWm versteigert worden.

Das Auktionsergebnis der Auktion Nr. 42 gleicht in Umfang und Verteilung dem der Auktion Nr. 40 aus dem Vorjahr (siehe Diagramm 17). Das schwache Abschneiden der Gruppen 1 und 2 ging auch hier auf das fehlende Angebot zurück. Über 95 % der zugelassenen Kapazität waren Solar- und Windkraftanlagen, wobei der Anteil der Windkraftanlagen etwas über dem der Solaranlagen lag. Dies bedeutet, dass auch hier über den behördlichen Mindestanteil die Solarenergie gefördert wurde.

⁵⁴³ Es sind 315 Windkraftanlagen mit einer Kapazität von 8.907 MW und 315 Solaranlagen mit einer Kapazität von 14.030 MW zur Auktion zugelassen worden.

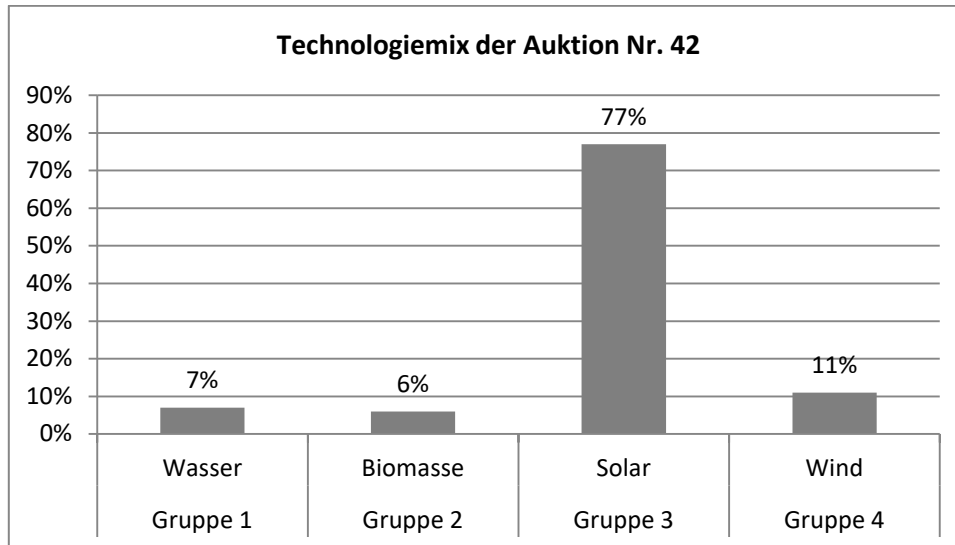


Diagramm 17 - Technologiemix der Auktion Nr. 42

Quelle: Eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Das Diagramm zeigt die prozentuale Aufteilung der versteigerten Leistung in MWm auf die Technologien und Technologiegruppen. Es sind insgesamt 299 MWm versteigert worden.

b) Auktion Nr. 41 und 43

Bei den Auktionen Nr. 41 und 43 handelt es sich um Auktionen mit langer (sechsjähriger) Vorlaufzeit. Sie weisen hinsichtlich der Technologieoffenheit sehr ähnliche Auktionsdesigns auf. Es gab jeweils eine Gruppe für Wasser- und für Windkraftwerke. Der Unterschied zwischen den beiden Auktionen besteht darin, dass in Auktion Nr. 41 die Gaskraftwerke neben Biomasse- und Kohlekraftwerken eine eigene Gruppe erhielten. Bei Auktion Nr. 43 wurden alle Verbrennungskraftwerke gemeinsam in einer Technologiegruppe versteigert.

Bei Auktion Nr. 41 ging der größte Anteil der versteigerten Leistung an Gaskraftwerke (68 %, siehe Diagramm 18 auf S. 136). Die Windkraftanlagen erhielt hingegen nur ein Viertel der Leistung. Die Verteilung zwischen den Gaskraftwerken und den Windkraftwerken ging auf einen höheren Mindestanteil für Gaskraftwerke (Gruppe 3) zurück. Denn für beide Gruppen wurden in großem Umfang Anlagen zugelassen worden, sodass die zu versteigernde Menge nicht über den Sicherheitsmechanismus begrenzt wurde. Auch sorgte der Umfang der zugelassenen Anlagen nicht für die Verteilung. Denn die Beteiligung der Windkraftanlagen war etwa doppelt so groß wie die der Gaskraftwerke. Trotzdem erhielt die Windkraft deutlich weniger Leistung zugewiesen. Das schwache Abschneiden von Gruppe 1 und 2 ging auf das fehlende Angebot für diese Technologien zurück.⁵⁴⁴

⁵⁴⁴ Siehe Datenblatt zu Auktion Nr. 41 in Annex I.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

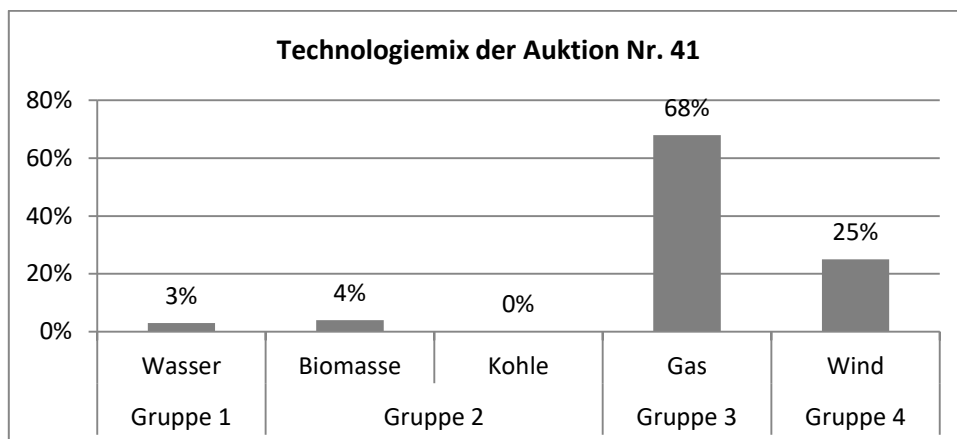


Diagramm 18 - Technologiemix der Auktion Nr. 41

Quelle: Eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Das Diagramm zeigt die prozentuale Aufteilung der versteigerten Leistung in MWm auf die Technologien und Technologiegruppen. Es sind insgesamt 2.723 MWm versteigert worden.

Auch bei der Auktion Nr. 43 ging die Verteilung zwischen der Gruppe mit den Verbrennungskraftwerken (Gruppe 2) und der Gruppe mit den Windkraftwerken (Gruppe 3) auf den behördlich festgelegten Mindestanteil zurück. Die Priorisierung der Verbrennungskraftwerke war in diesem Fall jedoch weniger stark als noch bei der Auktion Nr. 41. Zwar waren die Windkraftanlagen in dieser Auktion die stärkste Gruppe, doch erhielten sie im Ergebnis nur 10 Prozentpunkte mehr Zuschläge als die Verbrennungskraftwerke (siehe Diagramm 19). Es wurden für sie jedoch in mehr als dem doppelten Umfang Anlagen zur Auktion zugelassen als für die Gruppe der Verbrennungskraftwerke.⁵⁴⁵ Der behördlich festgelegte Mindestanteil sorgte also zu Gunsten der Verbrennungskraftwerke dafür, dass die Differenz zwischen den Gruppen nicht den Marktverhältnissen, sondern den Prioritäten des Energieministeriums entsprach.

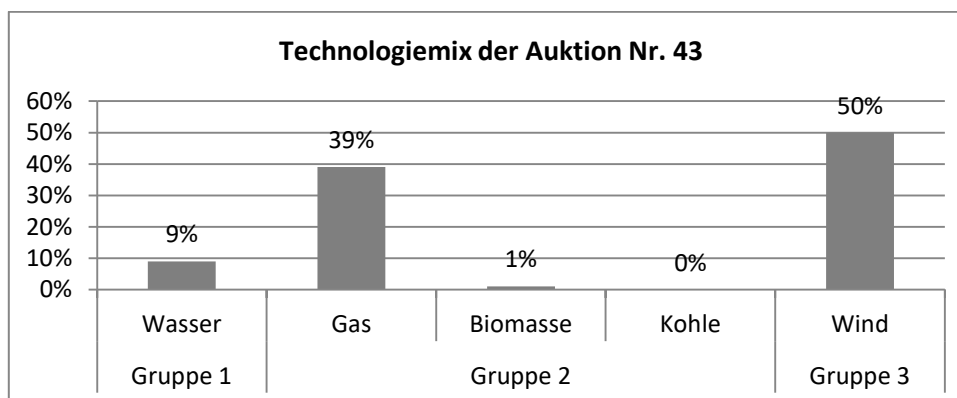


Diagramm 19 - Technologiemix der Auktion Nr. 43

Quelle: Eigene Auswertung des Resultado Consolidado.

Anmerkung: Das Diagramm zeigt die prozentuale Aufteilung der versteigerten Leistung in MWm auf die Technologien und Technologiegruppen. Es sind insgesamt 835 MWm versteigert worden.

⁵⁴⁵ Von den technisch zugelassenen Anlagen entstammen 67 % der Gruppe 3 und 31 % der Gruppe 2.

D. Zusammenfassung der Erkenntnisse zum brasilianischen Modell der Technologieoffenheit

I. Spannungsfeld: Statische Kosteneffizienz vs. dynamische Kosteneffizienz und Steuerung des Technologiemic

Die Auswertung der Literatur in § 11 hat gezeigt, dass sich die Frage der Technologieoffenheit in einem Spannungsfeld zwischen marktbasierter und staatlicher Steuerung des Technologiemic bewegt.⁵⁴⁶ Dabei ist Technologieoffenheit als multidimensionaler Begriff zu verstehen. Denn das Auktionsdesign kann verschiedene Abstufungen der Technologieoffenheit enthalten. In der Theorie führen möglichst technologieoffene und damit gleichsam marktbasierende Ausschreibungen zu den niedrigsten Auktionspreisen.⁵⁴⁷ Dem kann ein berechtigtes staatliches Interesse zur Steuerung des Technologiemic gegenüberstehen, um beispielsweise Systemintegrationskosten zu minimieren.⁵⁴⁸

Die brasilianischen Stromauktionen sind ein hervorragender Untersuchungsgegenstand zur Illustration dieses Spannungsfeldes. Denn seit der Einführung im Jahr 2005 haben sich die Zielsetzungen, die mit den Auktionen verfolgt wurden, grundlegend geändert. Den brasilianischen Behörden ist es dabei im Wesentlichen gelungen, durch die Anpassung des Auktionsdesigns die unterschiedlichen Zielsetzungen hinsichtlich statischer und dynamischer Kosteneffizienz sowie der Steuerung des Technologiemic zu erreichen. Die Untersuchung der fünf Phasen bestätigt zudem einige der grundsätzlichen Annahmen der einschlägigen Literatur.

Zu Anfang (zwischen 2005 und 2009) stand der schnelle und preisgünstige Ausbau der Erzeugungskapazitäten im Mittelpunkt. Abgesehen von der Sonderrolle der Wasserkraft war es für das Energieministerium zu diesem Zeitpunkt nicht entscheidend, von welcher Technologie die wachsende Nachfrage des brasilianischen Strommarktes gedeckt wird. Dementsprechend waren die Auktionen weitgehend technologieoffen ausgestaltet. In dieser Phase konkurrierten vier verschiedenen Technologien direkt miteinander um die Zuschläge. Dadurch gelang es, das zuvor bestehende Investitionsdefizit bei neuen Erzeugungskapazitäten zu überwinden. Die Auktionen werden hinsichtlich des schnellen Ausbaus neuer Kapazitäten in den ersten Jahren als Erfolg gewertet.⁵⁴⁹ Außer der speziell geförder-

⁵⁴⁶ Siehe § 11E auf S. 67 ff.

⁵⁴⁷ Siehe § 11A.I auf S. 58 ff.

⁵⁴⁸ Siehe zum Interesse an der Förderung neuer Technologien § 11B auf S. 62 ff. und zur Minimierung der Systemintegrationskosten § 11C auf S. 65 ff.

⁵⁴⁹ Siehe § 12C.II auf S. 90.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

ten Wasserkraft konnten sich aber keine Erneuerbare-Energien-Technologien durchsetzen. Das entsprach zu diesem Zeitpunkt den politischen Präferenzen.

Die 1. Phase (2005 bis 2009) zeigt, dass technologieoffene Ausschreibungen das richtige Mittel sind, wenn schneller und preisgünstiger Ausbau das oberste Ziel sind. Es lassen sich anhand des brasilianischen Beispiels jedoch nicht ohne Weiteres Aussagen darüber treffen, wie groß der Effekt der statischen Kosteneffizienz einzuschätzen ist.

Darauf folgte die 2. Phase (2009 bis 2010), in der die energiepolitische Entscheidung getroffen wurde, den Zuwachs an Strombedarf hauptsächlich über Wasserkraft und Windkraft zu decken. Die Windkraft musste jedoch zunächst an den brasilianischen Strommarkt herangeführt werden. Diese Zielsetzungen wurden mit einem weitgehend technologiespezifischen Auktionsdesign erreicht.⁵⁵⁰

Aus dieser Phase lässt sich folgende Erkenntnis ableiten: Die Schaffung eines geschützten Auktionsumfeldes in Form von technologiespezifischen Auktionen für noch nicht im Markt etablierte Technologien kann erforderlich sein, um diesen erstmalig den Zugang zum Markt zu ermöglichen.⁵⁵¹ Dabei ist allerdings zu bedenken, dass die Investitionshürden für den erstmaligen Markteintritt in Brasilien höher sind als in vollständig industrialisierten Ländern der europäischen Union oder den USA.⁵⁵² Die Bewertung, wann ein geschütztes Auktionsumfeld erforderlich ist, hängt also auch von den spezifischen Gegebenheiten des jeweiligen Strommarktes ab.

In der 3. Phase (2011 bis 2012) sollten aus Gründen der Versorgungssicherheit auch wieder Gaskraftwerke Zuschläge erhalten. Da die Windkraft in der vorangegangenen Phase erfolgreich an den brasilianischen Strommarkt herangeführt worden war, bestand die Möglichkeit, sie in direkter Konkurrenz gegen die Gaskraftwerke antreten zu lassen. Das Auktionsdesign nutzte diese Möglichkeit. In der Praxis konnte jedoch kaum beobachtet werden, wie sich die direkte Konkurrenz und die damit verbundenen Effekte der statischen Kosteneffizienz auswirken. Denn aufgrund außerhalb des Auktionsdesigns liegender Gründe nahmen nur bei einer Auktion Gaskraftwerke teil.⁵⁵³

Aus der 3. Phase lassen sich zwei Erkenntnisse ableiten: Die Entwicklung der Auktionspreise der Windkraft zeigt eindrucksvoll, dass die technologiespezifische Auktionierung vormals nicht konkurrenzfähiger Technologien für unerwartete posi-

⁵⁵⁰ Siehe § 12C.III.3.d) auf S. 103.

⁵⁵¹ Siehe § 12C.III.3.d) auf S. 103.

⁵⁵² *Silva*, et al., *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 22 (2013), 686, 696.

⁵⁵³ Siehe § 12C.IV.1.b) auf S. 106.

tive Überraschungen sorgen kann.⁵⁵⁴ Es ist aber auch zu erkennen, dass technologieoffene Auktionen die Gefahr bergen, dass sich eine dominante Technologie herausbildet und den Markt dominiert. Denn die Entwicklung der Windkraft im brasilianischen Markt ging sogar so weit, dass sie zur günstigsten und am meisten angebotenen Technologie wurde, gegen die andere Technologien bei technologieoffenen Auktionen chancenlos waren. Soll die Zusammensetzung des Technologiemicx also über das Auktionsdesign gesteuert werden, eignen sich rein technologieoffene Auktionen nicht. Auch wenn bereits eine Diskussion darüber geführt wird [Interviews: p,t],⁵⁵⁵ hat Brasilien bisher keinen Versuch unternommen, über anderweitige Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemicx, wie eine Scoring Rule, die Vorteile technologieoffener und technologiespezifischer Ausschreibungen zu kombinieren.

Mit Beginn der 4. Phase erfolgte eine weitere Zäsur. Der Fokus wurde wieder vermehrt darauf gelegt, den Technologiemicx entsprechend der Vorstellungen des Energieministeriums steuern zu können. Die Technologiegruppen Wasserkraft, Windkraft, Solarenergie und Verbrennungskraftwerke sollten am Zubau der Erzeugungskapazitäten beteiligt werden. Diese Zielsetzung war unter den in Brasilien gegebenen Marktverhältnissen mit einem weitgehend technologieoffenen Auktionsdesign nicht zu erreichen. Die Windenergie ist seit 2013 preislich kaum zu unterbieten und würde die Auktionen dominieren. Daher wurde seitdem kaum noch direkte Konkurrenz zwischen verschiedenen Technologien zugelassen. Aber auch weitgehend technologiespezifische Auktionen wären unter den gegebenen Umständen mit Nachteilen verbunden gewesen. Sowohl bei den Wasserkraftwerken als auch bei den Verbrennungskraftwerken bestehen große Schwankungen hinsichtlich der Teilnahme an den Auktionen. Für die brasilianischen Behörden ist es im Vorfeld der Auktionen kaum abschätzbar, wie viel Leistung in den Gruppen für Wasser- und Verbrennungskraftwerke versteigert werden kann. Das führt dazu, dass der gewünschte Technologiemicx mit separaten technologiespezifischen Auktionen ebenfalls nicht erreicht werden kann.⁵⁵⁶

Deshalb entschied sich das brasilianische Energieministerium für einen neuen Lösungsansatz, der den spezifischen Anforderungen des brasilianischen Strommarkts gerecht werden soll. Der eingesetzte Verteilungsschlüssel soll es den Behörden ermöglichen, den Technologiemicx so weit wie möglich festzulegen. Sobald jedoch Informationsdefizite über die Marktverhältnisse bestehen, soll der Vertei-

⁵⁵⁴ Siehe § 12C.IV.1.c) auf S. 107.

⁵⁵⁵ *Melo*, Estud. av. 27 (2013), 125, 139.

⁵⁵⁶ Siehe § 12C.V.1.a) auf S. 116.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

lungsschlüssel die Entscheidung über den Technologiemitmix automatisch an die tatsächlichen Marktverhältnisse anpassen. Damit würde für effektive und im Rahmen des gewählten Maßes an Technologieoffenheit effiziente Auktionen gesorgt werden. Um diesen Kompromiss zu erreichen, sind verschiedene Ansätze verfolgt worden.

Das Auktionsdesign der 5. Phase (2017 bis 2018) stellt den bisherigen Schlusspunkt dieser Entwicklung dar. Bei diesem wird automatisch von den Gruppen mit geringer Teilnahme zu den Gruppen mit größerer Beteiligung umverteilt. Damit wird der angestrebte Technologiemitmix des Energieministeriums so weit wie möglich erreicht, ohne dass eine präzise Vorhersage über die Teilnahme an den Auktionen getroffen werden muss. Dieser Modus sorgt zudem dafür, dass immer ein hohes Konkurrenzniveau innerhalb der jeweiligen Technologiegruppen herrscht.⁵⁵⁷ Im Vergleich zu den in der 4. Phase eingesetzten Modellen besteht ferner der Vorteil, dass relativ wenige Auktionen durchgeführt werden müssen. Daher stellt das Auktionsdesign der 5. Phase vor dem Hintergrund schwankender Teilnehmerzahlen einen gelungenen Kompromiss zwischen staatlicher und marktorientierter Steuerung des Technologiemitmix dar. Im Übrigen kann das Maß an Technologieoffenheit im Rahmen dieses Modells frei bestimmt werden.

Aus dem brasilianischen Auktionsdesign der 5. Phase lassen sich die für andere Rechtsordnungen relevantesten Erkenntnisse gewinnen: Es zeigt sich, dass schwankende Teilnehmerzahlen bei technologieoffenen Auktionen zu gravierenden Problemen führen können. Der fehlende Wettbewerbsdruck führt zu ineffizienten Auktionsergebnissen und gefährdet die Erreichung der anvisierten Ausbauziele. Trotzdem werden diese sowohl in Brasilien als auch in Deutschland⁵⁵⁸ auftretenden Probleme in der Literatur kaum diskutiert. Daher ist es für andere und insbesondere die deutsche Rechtsordnung von besonderem Interesse zu überprüfen, ob sich Teile des brasilianischen Auktionsdesigns in andere Auktionsmodelle integrieren lassen.⁵⁵⁹

II. Planungssicherheit

Die Planungssicherheit für die Auktionsteilnehmer ist ein weiterer Aspekt, der Auswirkungen auf die Auktionspreise haben kann. In der Literatur wird ein fixer Zeitplan für die Durchführung der Auktionen empfohlen.⁵⁶⁰ Aus diesem soll her-

⁵⁵⁷ Siehe § 12C.VI.1.a) auf S. 131.

⁵⁵⁸ Siehe zu Deutschland unter § 14A.II auf S. 172.

⁵⁵⁹ Siehe hierzu ausführlich § 15 ab S. 188.

⁵⁶⁰ Förster/Amazo, *Auctions in Brazil*, 2016, S. 38; Wigand *et al.*, *Auctions for Renewable Energy*, 2016, S. 38; del Río *et al.*, *Design Elements*, 2015, S. 32; del Río/Linares, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 35 (2014), 42, 53.

vorgehen, wann welche Technologie an Versteigerungen teilnehmen kann. Das erleichtere langfristige Investitionen, führe zu mehr Auktionsteilnehmern und wirke sich schlussendlich positiv auf die Auktionspreise aus.

Dieser Empfehlung kommt Brasilien nicht nach. Es ist nicht gesetzlich geregelt, in welchem Abstand Auktionen stattfinden, welche Technologien zu den Auktionen zugelassen werden und wie viel Leistung pro Auktion versteigert wird. All diese für die Planungssicherheit der Unternehmen entscheidenden Parameter werden von dem brasilianischen Energieministerium von Auktion zu Auktion neu festgelegt. Die zu versteigernde Leistung der Auktionen sowie die Verteilung auf die Technologiegruppen werden im Vorfeld der Auktionen sogar absichtlich geheim gehalten.

Auch der staatliche Zehnjahresplan zur Expansion des Energiesektors (PDE) trifft keine rechtsverbindlichen Aussagen zu den technologiespezifischen Ausbaupfaden. Er enthält überhaupt erst seit 2016 diesbezüglich konkrete Zahlen. Laut den interviewten Experten konnte man sich früher gar nicht und heute immerhin in gewissem Maße auf den Inhalt des PDE verlassen [Interviews: p,r,s].

Auch aus der Untersuchung des tatsächlichen Turnus der durchgeführten Auktionen lässt sich für die einzelnen Technologien kaum etwas ableiten. Es lässt sich die Tendenz erkennen, dass pro Jahr zwei Auktionen zur Deckung des allgemeinen Strombedarfs (LEN-Auktionen) durchgeführt werden.⁵⁶¹ Daraus ergibt sich aber keine wirkliche Planungssicherheit für die Auktionsteilnehmer. Denn zu den LEN-Auktionen sind bei weitem nicht immer alle Technologien zugelassen. Zudem gab es in den Jahren 2009, 2010, 2012 und 2016 nur eine LEN-Auktion, bei denen teilweise nur in sehr kleinem Umfang Leistung versteigert wurde.⁵⁶² Hinzu treten in unregelmäßigen Abständen weitere Reserveenergieauktionen, Alternativeenergieauktionen sowie bis zum Jahr 2010 Auktionen für strukturbedeutende Wasserkraftwerke, die aufgrund gerade dieser Unregelmäßigkeit ebenfalls keine Planungssicherheit herstellen.

Mit der Geheimhaltung der zu versteigernden Menge soll in erster Linie verhindert werden, dass sich Kartelle bilden und Wettbewerbsabsprachen getroffen werden [Interviews: s,u]⁵⁶³. Zudem soll Unsicherheit bei den Auktionsteilnehmern entstehen, die sie dazu bringt, mit ihren Geboten möglichst nah an den wirklichen Stromgestehungskosten zu bleiben und nicht auf bestimmte Marktverhältnisse zu

⁵⁶¹ Siehe zu den verschiedenen Arten der Auktionen unter § 7A.II.1 auf S. 34.

⁵⁶² Siehe zu den Ausschreibungsvolumina in Tabelle 2.

⁵⁶³ Die Problematik von wettbewerbswidrigen Handlungsweisen wird in der Auktionstheorie insbesondere bei wiederkehrenden Auktionsformaten hervorgehoben, siehe *Klemperer*, J. Econ. Perspect. 16 (2002), 169, 171 f.; *Rego*, Proposta de Aperfeiçoamento, 2012, S. 23.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

spekulieren [Interviews: s,u].⁵⁶⁴ Einer der Experten von privatwirtschaftlicher Seite geht sogar davon aus, dass die komplizierte Ausgestaltung des Verteilungsschlüssel den Zweck verfolgt, keine Informationen über die Verteilung der zu versteigernden Menge unter den Technologien preiszugeben [Interview: p].

Von Behördenseite wird vorgebracht, dass das Ausschreibungsvolumen nur bei den Reserveenergieauktionen von der zuständigen Behörde selbst festgelegt wird.⁵⁶⁵ Daher könne nicht wesentlich mehr Planungssicherheit gewährleistet werden als nach dem aktuellen Modell [Interview: t]. Nach dem brasilianischen Regulierungsmodell hängt der Umfang der zu versteigernden von den jährlichen Mitteilungen zum zukünftigen Strombedarf der Stromversorgungsunternehmen ab.⁵⁶⁶ Diese Mitteilungen müssten dementsprechend für die Planung der Auktionen abgewartet werden. Zudem sei es vorteilhaft, die Mengen nicht schon lange im Voraus festzulegen, um auf aktuelle Preisentwicklungen am Strommarkt reagieren zu können [Interview: t].

Im Ergebnis führt das dazu, dass die Auktionsteilnehmer nicht mit einer bestimmten Leistung, die auf ihr Marktsegment entfällt, rechnen können. Diese fehlende Planbarkeit wird von den Marktteilnehmern zwar wahrgenommen [Interviews: p,q,r].⁵⁶⁷ Es ist jedoch überraschend, dass bei den interviewten Experten der Wunsch nach besserer Planbarkeit keine besondere Priorität hat. Auch auf Nachfrage werden keine erheblichen negativen Auswirkungen etwa auf den Auktionspreis oder die Teilnahme an den Auktionen beschrieben [Interviews: p,q,r]. Es ergäben sich daraus eher nachgeordnete Probleme wie die erschwerte Suche nach Investoren [Interview: r] oder bei der langfristigen Planbarkeit der Geschäftstätigkeit [Interview: q].

Die Bewertung, dass sich aus der fehlenden Planungssicherheit nur nachgeordnete Probleme ergeben, kann in Abhängigkeit von der allgemeinen Planungssicherheit der jeweiligen Wirtschaftsordnung schwanken.⁵⁶⁸ Aber weder die Geheimhaltung der zu versteigernden Leistung noch die fehlende Festlegung eines Auktionsturnus sind zentrale Elemente des brasilianischen Modells der Technologieoffenheit. Sie müssen nicht übernommen werden und schließen daher die

⁵⁶⁴ Sieh zur Diskussion zum „truth telling“ in Auktionen bei *Klemperer*, *Auctions - Theory and practice*, S. 14. *Viana* sieht im Anreiz zum „truth telling“ sogar eines der wesentlichen Merkmale in seinem Vorschlag zur Anpassung des brasilianischen Auktionsmodells *Viana*, *Leilões como mecanismo alocativo*, 2018, S. 579.

⁵⁶⁵ Siehe zur Festlegung des Ausschreibungsvolumens bei den verschiedenen Auktionsarten unter § 6A.II auf S. 19 und § 7A.II.1 auf S. 34.

⁵⁶⁶ Siehe Art. 18 Dekret N° 5.163/04.

⁵⁶⁷ Die fehlende Planbarkeit wird zudem auch bei den zuständigen Behörden moniert [Interview: t].

⁵⁶⁸ Siehe zur Einordnung der Planungssicherheit aus deutscher Perspektive unter § 15A.IV auf S. 200.

Übertragung anderer Elemente des brasilianischen Auktionsdesigns auf dritte Rechtsordnungen nicht grundsätzlich aus.⁵⁶⁹

III. Transparenz und Rechtsschutz

Für die Stromauktionen in Brasilien gelten die allgemeinen Regeln des Gesetzes zu öffentlichen Ausschreibungen (Gesetz N° 8.666/1993).⁵⁷⁰ Diese sehen vor, dass die einzelnen Schritte des Ausschreibungsverfahrens öffentlich sein müssen.⁵⁷¹ Mit dieser Transparenzvorschrift wird der effektive Rechtsschutz, der u.a. in Art. 41 § 1° Gesetz N° 8.666/1993 verankert ist, gewährleistet.⁵⁷² Trotzdem sind weite Teile des Verteilungsschlüssels nicht öffentlich zugänglich. Diese Geheimhaltung ist in Ausschreibungsverfahren ausnahmsweise zulässig, wenn die Veröffentlichung der Informationen den Wettbewerb unter den Bietern beeinflussen könnte.⁵⁷³ Das Energieministerium geht von der Möglichkeit der Wettbewerbsverzerrung aus, wenn mehr Informationen als der Höchstpreis und die Auktionsergebnisse veröffentlicht werden.⁵⁷⁴

Für die Verteilung der zu versteigernden Leistung ist je nach Ausgestaltung des Verteilungsschlüssels eine Vielzahl an Parametern ausschlaggebend.⁵⁷⁵ Keiner der entscheidenden Parameter wird vor oder nach der Auktion veröffentlicht. Lediglich das Verhältnis der Parameter zueinander lässt sich aus den Ausschreibungsunterlagen entnehmen. Daher kann von den Auktionsteilnehmern auch im Nachhinein nicht nachvollzogen werden, welche der Parameter des Verteilungsschlüssels schlussendlich für die Verteilung unter den Technologien verantwortlich gewesen sind. Auch ist nicht überprüfbar, ob der vorgegebene Verteilungsschlüssel überhaupt angewandt wurde, oder ob die Verteilung gegebenenfalls auf einer anderen Grundlage stattgefunden hat, um bestimmte Technologien zu bevorzugen. Die Grundlage für die Verteilungsentscheidung ist also nicht öffentlich. Daher sind die Rechtsschutzmöglichkeiten gegen die Verteilung der zu versteigernden Menge unter den Technologien in Brasilien stark eingeschränkt.⁵⁷⁶

Ähnlich wie bei der Planungssicherheit ist die Geheimhaltung des Verteilungsschlüssels kein für die Funktionsweise des Schlüssels erforderlicher Umstand. Sie

⁵⁶⁹ Siehe hierzu näher unter § 15A.IV auf S. 200.

⁵⁷⁰ Siehe Art. 20 Dekret N° 5.163/2004.

⁵⁷¹ Siehe Art. 3 § 3, 63 Gesetz N° 8.666/1993.

⁵⁷² Aragão, Alexandre Santos de, *Curso de Direito Administrativo*, S. 299.

⁵⁷³ Art. 5° § 2° Dekret N° 7.724/2012, Art. 22 Gesetz N° 12.527/2011.

⁵⁷⁴ Art. 3° § 14 der 2. Ausschreibungsverordnung Auktion Nr. 43.

⁵⁷⁵ Siehe hierzu § 12B.I auf S. 74.

⁵⁷⁶ Diese Einschränkung wird mit der Verhinderung von Wettbewerbsverzerrungen gerechtfertigt und im Übrigen in Brasilien nicht weiter diskutiert, siehe die Fn. 573, 574.

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

muss nicht übernommen werden und schließt daher die Übertragbarkeit der anderen Elemente des Auktionsdesigns nicht aus.⁵⁷⁷

⁵⁷⁷ Siehe hierzu unter § 15A.IV auf S. 200.

§ 13 Vorgaben des Unionsrechts

Die Ausgestaltung der EEG-Ausschreibungen ist lange Zeit maßgeblich durch die Anforderungen des Beihilferechts geprägt gewesen. Der EuGH hat in seiner Entscheidung vom 29.03.2019 den Beihilfecharakter der EEG-Förderung jedoch verneint. Die EEG-Ausschreibungen müssen sich folglich nicht länger am Maßstab des Beihilferechts messen lassen (A.).

Gleichwohl hat der Grundsatz der technologieoffenen Ausschreibungen weiterhin Bestand. Denn die im Jahr 2018 erlassene EE-RL 2018 beinhaltet Vorgaben, die weitgehend deckungsgleich mit den sich vormals aus dem Beihilferecht ergebenden Anforderungen sind (B.I). Im Ergebnis sind technologiespezifische Ausschreibungen (noch) mit den Vorgaben der EE-RL 2018 vereinbar (B.II). Ein Verstoß gegen die EE-RL 2018 besteht jedoch, da bei den EEG-Ausschreibungen für Windkraft an Land und Biomasse kein ausreichender Wettbewerb zwischen den Bietern besteht. Ferner wurden die Kompetenzschranken der Art. 192, 194 AEUV beim Erlass der EE-RL 2018 eingehalten (B.IV).

A. Keine Vorgaben aus dem EU-Beihilferecht

I. Streit um die Beihilfeneigenschaft der EEG-Förderung

Die Beihilfeneigenschaft der EEG-Förderung ist seit ihrer Einführung hoch umstritten. Dieser Streit ist für die europarechtlichen Vorgaben im Hinblick auf die Technologieoffenheit der Ausschreibungen von großer Relevanz, da die Leitlinien für Beihilfen im Umwelt- und Energiebereich (UEBLL), die die EU-Kommission im Jahr 2014 erlassen hat, im Grundsatz technologieoffene Ausschreibungen vorsehen.⁵⁷⁸

Gemäß Art. 107 Abs. 1 AEUV stellen Vorteile, die privaten Unternehmen gewährt werden, nur dann eine Beihilfe dar, wenn sie staatlich sind oder aus staatlichen Mitteln gewährt werden. Die EEG-Fördermittel entstammen nicht unmittelbar dem Staatshaushalt. Trotzdem wird diskutiert, ob sie aufgrund der gesetzlichen Vorgaben zur Kostentragung als ein aus staatlichen Mitteln gewährter Vorteil einzuordnen sind. Denn der im EEG vorgesehene Abwälzungsmechanismus vom Erzeuger über die Netzbetreiber und Elektrizitätsversorger hin zum Letztverbraucher unterliegt teilweise gesetzlichen Vorgaben.

Für das Stromeinspeisungsgesetz, die Vorgängernorm des EEG 2012, hat der EuGH in der PreussenElektra-Entscheidung geurteilt, dass es sich nicht um eine

⁵⁷⁸ Siehe Rn. 126 UEBLL.

Beihilfe handelt.⁵⁷⁹ Die gesetzliche Abnahmepflicht der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu den im Stromeinspeisungsgesetz festgelegten Preisen sowie die Regelungen zur Aufteilung der daraus entstehenden Kosten unter den Elektrizitätsversorgungsunternehmen und anderen privaten Unternehmen führen nach Ansicht des EuGH nicht dazu, dass es sich um eine unmittelbare oder mittelbare Übertragung staatlicher Mittel handelt.⁵⁸⁰ Dieser Ansicht hatte sich die herrschende Meinung in der Literatur zunächst angeschlossen.⁵⁸¹

Für das EEG 2012 hat die EU-Kommission mit Beschluss vom 25.11.2014 jedoch entschieden, dass die Auszahlung der Fördermittel zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie die Verringerung der EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen als Beihilfe im Sinne des Art. 107 Abs. 1 AEUV einzustufen sei.⁵⁸² Die gegen diesen Beschluss eingereichte Nichtigkeitsklage der Bundesregierung wies das EuG zunächst ab.⁵⁸³ In Folge dieser juristischen Auseinandersetzung entstand auch in der Literatur eine lebhafte Kontroverse um die Beihilfeeigenschaft der EEG-Förderung.⁵⁸⁴

In der Praxis hatte diese Entscheidung des EuG erhebliche Folgen für die Ausgestaltung des EEG 2014 und 2017. Obwohl die Bundesregierung weiterhin die Ansicht vertritt, dass es sich nicht um eine Beihilfe handelt, notifizierte sie sowohl das EEG 2014 als auch das EEG 2017 bei der Kommission, um den Stromerzeugern das erforderliche Maß an Rechtssicherheit zu gewähren.⁵⁸⁵ Die Kommission erteilte für beide Gesetze eine beihilferechtliche Genehmigung nach Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV.⁵⁸⁶ Die beiden Beihilfeverfahren waren der maßgebliche Grund,

⁵⁷⁹ EuGH, Urteil v. 13.03.2001 – Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-2159, Rn. 59 – PreussenElektra AG.

⁵⁸⁰ EuGH, Urteil v. 13.03.2001 – Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-2159, Rn. 59 ff. – PreussenElektra AG.

⁵⁸¹ Siehe zum Meinungsstand zu diesem Zeitpunkt mit weiteren Nachweisen *Steffens*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, Einl. EEG Rn. 70; *Oschmann*, in: *Danner/Theobald, Energierecht* Bd. 3, Einführung Rn. 82; *Schneider*, in: *Schneider/Theobald (Hrsg.), EnWR*, § 21, Rn. 138 f. Mit ausführlicher Darstellung der Rechtsprechung des EuGH: *Schneider*, *ZNER* 2003, 93, 95 ff.

⁵⁸² Art. KOM, Beschluss v. 25.11.2014 – Rs. SA. 33995, ABl. 2015 L250/122, Art. 1, 3.

⁵⁸³ EuG, Urteil v. 10.05.2016 – Rs. T-47/15, ECLI:EU:T:2016:281 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁵⁸⁴ Die Beihilfeeigenschaft bejahend: *Ouertani*, *Umlagesysteme im Energierecht*, S. 244; *Steffens*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, Einl. EEG Rn. 70; *Stumpf*, *EurUP* 2016, 221, 233; *Ludwigs*, *EurUP* 2016, 238, 240; *Michl*, *EurUP* 2016, 259, 261; *Schaefer*, *EurUP* 2016, 244, 248.

Die Beihilfeeigenschaft ablehnend bzw. kritisierend: *Frenz*, in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, Europarecht der erneuerbaren Energien (EEE)* Rn. 18; *Pause/Kahle*, *ER* 2017, 55, 58; *Stöbener de Mora*, *EuZW* 2016, 539; *Schmidt-Preuß*, *EurUP* 2016, 251, 256; *Overkamp*, *EurUP* 2016, 263, 266; *Frenz*, *DVBI* 2016, 841, 847; *Ehrmann*, *NVwZ* 2016, 997, 998; *Ekardt*, *ZNER* 2014, 317, 321; *Nettesheim*, *NJW* 2014, 1847, 1851.

Zwischen der Förderung durch fixe Einspeisetarife und Marktprämie sowie wettbewerblichen Ausschreibungen differenzierend *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 1 EEG Rn. 45 ff.

⁵⁸⁵ BT-Drucks. 18/8832, S. 155.

⁵⁸⁶ KOM v. 23.07.2014 – Rs. SA. 38632; KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461.

die Direktvermarktung einzuführen und schrittweise auf das Ausschreibungsmodell umzustellen.⁵⁸⁷

Diese Rechtslage hatte jedoch nur bis zum Urteil des EuGH vom 29.03.2019 Bestand.⁵⁸⁸ In diesem schließt sich der EuGH der Rechtsauffassung der Bundesregierung an und stuft die Förderung nach dem EEG 2012 nicht als Beihilfe im Sinne des Art. 107 Abs. 1 AEUV ein.⁵⁸⁹

Der EuGH nimmt eine zweigliedrige Prüfung vor.⁵⁹⁰ Zunächst untersucht er die Feststellung des EuG, es handele sich bei der EEG-Umlage um eine spezielle Abgabe („special levy“) und somit um eine aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfe nach Art. 107 AEUV. Dabei zieht er das Merkmal der einseitig per Gesetz aufgelegten, von den Verbrauchern zu zahlenden Belastung heran.⁵⁹¹ Auf dieses hatte er schon in der Essent-Netzwerk-Noord-Entscheidung rekurriert.⁵⁹² In der Entscheidung zum EEG 2012 führt der EuGH nun weiter aus, dass es dabei im Unterschied zur Rechtsauffassung des EuG⁵⁹³ nicht auf eine in der Praxis stattfindende Abwälzung der Kosten auf die Letztverbraucher ankomme.⁵⁹⁴ Entscheidend sei also nicht die tatsächliche Wirkung der Maßnahme, sondern vielmehr, ob eine gesetzliche Verpflichtung bestehe, die die Letztverbraucher mit einer Abgabe belaste.

Der EuGH untersucht die verschiedenen Stationen, die die EEG-Fördermittel im Rahmen des in Abbildung 2 auf S. 148 dargestellten Kostenwälzungsmechanismus durchlaufen.⁵⁹⁵ Entscheidend ist das Verhältnis zwischen Letztverbraucher und Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU). Hier sei es in der Praxis üblich, dass die den EVU aufgrund der EEG-Umlage entstehenden Kosten, weitergege-

⁵⁸⁷ Siehe mit weiteren Auswirkungen der beihilferechtlichen Genehmigungsverfahren *Pause/Kahle*, ER 2017, 55, 58 ff.; *Altrock/Vollprecht*, ZNER 2016, 306; *Kahle*, NVwZ 2014, 1563.

⁵⁸⁸ EuGH, Urteil v. 29.03.2019 – Rs. C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁵⁸⁹ Siehe zur Entwicklung dieser Rechtsprechung bei: *Kahle/Nysten*, EnWZ 2019, 147 ff.

⁵⁹⁰ *Frenz*, EuR 2019, 400, 405 f.; *Ludwigs*, NVwZ 2019, 909, 912.

⁵⁹¹ EuGH, Urteil v. 29.03.2019 – Rs. C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, Rn. 68 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁵⁹² EuGH, Urteil v. 17.07.2008 – Rs. C-206/06, ECLI:EU:C:2008:413, Rn. 66, 47, 45 – Essent Netzwerk Noord.

⁵⁹³ EuG, Urteil v. 10.05.2016 – Rs. T-47/15, ECLI:EU:T:2016:281, Rn. 95 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁵⁹⁴ EuGH, Urteil v. 29.03.2019 – Rs. C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, Rn. 70 f. – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁵⁹⁵ Der Mechanismus hat sich seit dem EEG 2012 im Wesentlichen nicht verändert, siehe *Frenz*, RdE 2019, 209; *Scholtka/Trottmann*, ER 2019, 91, 94. *Kahle/Nysten*, EnWZ 2019, 147, 152. Diese arbeiten zwar Unterschiede heraus, gehen dabei aber von einer Übertragbarkeit des Urteils auf das aktuelle EEG 2017 aus. Daher wird er hier anhand der aktuellen Vorschriften des EEG 2017 dargestellt. Siehe zur Erläuterung des Mechanismus bei: *Böhme*, in: Greb/Boewe, EEG, § 56 Rn. 3 ff.

ben werden. Dazu bestehe jedoch keine gesetzliche Pflicht. Im Ergebnis handele es sich beim EEG 2012 nicht um eine Abgabe, da die Versorger zwar berechtigt, nicht jedoch verpflichtet seien, die aufgrund der EEG-Umlage gezahlten Beträge auf die Letztverbraucher abzuwälzen.⁵⁹⁶

Kostenwälzungsmechanismus nach EEG 2017

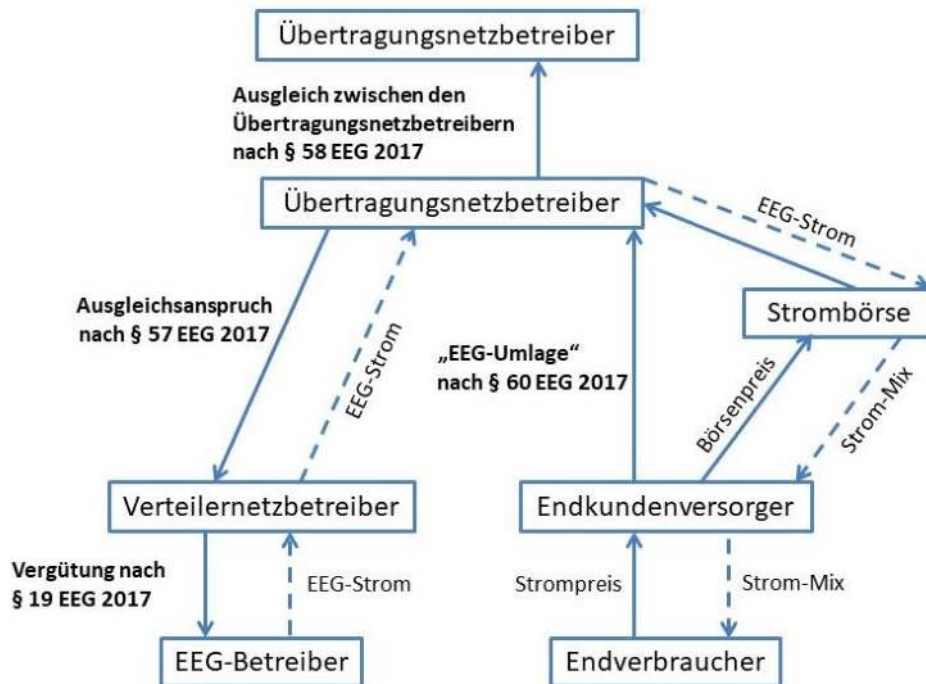


Abbildung 2 – Durch EEG 2012 eingeführter Kostenwälzungsmechanismus anhand der aktuellen Normen des EEG 2017

Im zweiten Schritt überprüft der EuGH, ob es sich trotzdem um eine Beihilfe handelt. Dies sei nach seiner Rechtsprechung der Fall, wenn die Mittel ständig unter staatlicher Kontrolle und somit den öffentlichen Stellen zur Verfügung stünden.⁵⁹⁷

Im Unterschied zum EuG⁵⁹⁸ sieht der EuGH in den die Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) betreffenden Regelungen zur Mittelverwaltung kein Indiz für ständig unter staatlicher Kontrolle stehende Mittel.⁵⁹⁹ Das EuG habe nicht ausreichend dargelegt, dass die Regelungen des EEG 2012 über eine staatliche Kontrolle des

⁵⁹⁶ EuGH, Urteil v. 29.03.2019 – Rs. C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, Rn. 70 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁵⁹⁷ EuGH, Urteil v. 29.03.2019 – Rs. C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, Rn. 72 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁵⁹⁸ EuG, Urteil v. 10.05.2016 – Rs. T-47/15, ECLI:EU:T:2016:281, Rn. 105 ff. – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁵⁹⁹ EuGH, Urteil v. 29.03.2019 – Rs. C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, Rn. 76 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

ordnungsgemäßen Gesetzesvollzugs hinausgingen.⁶⁰⁰ Es sei zwar zutreffend, dass die ÜNB für ihren Ausgleich untereinander ein Sonderkonto anlegen müssten, das gemäß § 61 EEG 2012⁶⁰¹ von staatlichen Stellen überwacht wird.⁶⁰² In diesem Verhältnis gebe es auch Rechtspflichten bei der Ermittlung⁶⁰³ und dem Umgang⁶⁰⁴ mit der EEG-Umlage, die ebenfalls überwacht würden. Dies reiche aber noch nicht aus, um eine ausreichende staatliche Verfügbarkeit über die Mittel zu begründen. Mangels gegenteiliger Gesichtspunkte sprächen die gesetzlichen Vorgaben zur Mittelverwendung vielmehr dafür, dass der Staat gerade nicht über diese Mittel verfügen könne.⁶⁰⁵

Sodann setzt sich der EuGH mit seiner Rechtsprechung zur Verwaltung von durch Zwangsbeiträge gespeisten Fonds durch nichtstaatliche Organe auseinander. In seiner Vent-De-Colère-Entscheidung hatte der EuGH eine solche Mittelverwaltung als Beihilfe eingeordnet.⁶⁰⁶ Im Unterschied zum EEG 2012 habe dort jedoch ein Zusammenhang zwischen den gewährten Mittel und einer zumindest potenziellen Verringerungen des Staatshaushalts bestanden.⁶⁰⁷ Der französische Staat musste für die den Unternehmen auferlegten Mehrkosten vollständig aufkommen, falls sich die von den Stromendverbrauchern erhobenen Abgaben als unzureichend darstellen. Eine solche staatliche Reservehaftung bestehe beim EEG 2012 gerade nicht.⁶⁰⁸

Das Ergebnis, das EEG 2012 nicht als Beihilfe einzustufen, stößt in der Literatur in erster Linie auf Zustimmung.⁶⁰⁹ Insbesondere sei es ein Beitrag zur Verhinderung eines ausufernden Beihilfebegriffs.⁶¹⁰ Zum Teil wird das Urteil jedoch aufgrund der kasuistischen Argumentationsweise für seine fehlende Verallgemeine-

⁶⁰⁰ EuGH, Urteil v. 29.03.2019 – Rs. C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, Rn. 80 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁶⁰¹ Die Überwachung durch die BNetzA ist heute in § 85 Abs. 1 EEG 2017 geregelt.

⁶⁰² EuGH, Urteil v. 29.03.2019 – Rs. C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, Rn. 79 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁶⁰³ Die Ermittlung der EEG-Umlage nach § 60 EEG 2017 erfolgt gemäß § 3 EEG durch die Übertragungsnetzbetreiber.

⁶⁰⁴ Die Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber im Umgang mit der EEG-Umlage sind in § 58 EEG 2017 geregelt.

⁶⁰⁵ EuGH, Urteil v. 29.03.2019 – Rs. C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, Rn. 76 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁶⁰⁶ EuGH, Urteil v. 19.12.2013 – Rs. C-262/12, ECLI:EU:C:2013:851, Rn. 25 f. – Vent de Colère.

⁶⁰⁷ EuGH, Urteil v. 29.03.2019 – Rs. C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, Rn. 84 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁶⁰⁸ EuGH, Urteil v. 29.03.2019 – Rs. C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, Rn. 86 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁶⁰⁹ Dem Ergebnis der EuGH-Entscheidung zustimmend *Johann*, et al., EuZW 2019, 647, 648 f.; *Lippert*, EnWZ 2019, 217, 217 f.; *Stöbener de Mora*, NVwZ 2019, 633, 634; *Scholtka/Trottmann*, ER 2019, 91, 93.

⁶¹⁰ *Lippert*, EnWZ 2019, 217, 218; *Stöbener de Mora*, NVwZ 2019, 633, 634; *Overkamp/Brinkschmidt*, DÖV 2019, 868, 873; *Scholtka*, EuZW 2019, 425, 426.

rungsfähigkeit kritisiert.⁶¹¹ Sofern auch das Ergebnis kritisiert wird, fußt die Kritik auf der zu formalen Betrachtung des Sachverhalts. Ein wirkungsorientiertes Verständnis des Beihilfebegriffs sei insofern vorzugswürdig.⁶¹²

II. Auswirkungen der EuGH-Entscheidung Rs. C-405/16 P vom 29.03.2019

1. Übertragbarkeit der Entscheidung auf das EEG 2017

Gegenstand der Entscheidung des EuGH war das EEG 2012. Seitdem sind mehrere grundlegende Reformen an der EEG-Förderung vorgenommen worden. Zu nennen sind hier insbesondere die Einführung der Direktvermarktung sowie die Zuteilung der Förderberechtigungen über die Ausschreibungen. Die staatliche Verfügungsgewalt über die Fördermittel im Rahmen des Kostenwälzungsmechanismus hat sich jedoch nicht wesentlich verändert.⁶¹³

Im Grundsatz besteht weiterhin keine gesetzlich auferlegte von den Verbrauchern zu zahlende Belastung. Den EVU bleibt es grundsätzlich weiterhin freigestellt, ihre Mehrkosten an die Endverbraucher weiterzugeben. Im Unterschied zum EEG 2012 wurde allerdings eine Ausnahme von dieser Regel für stromkostenintensive Unternehmen sowie für Eigenversorger eingeführt.⁶¹⁴ Zudem wurde im Verhältnis der ÜNB zu den EVU eine Verpflichtung zur Weitergabe der entstehenden Mehrkosten eingeführt.⁶¹⁵

Die Übertragbarkeit der EuGH-Entscheidung auf das EEG 2017 hängt also von der Frage ab, ob diese Ausnahmefälle im Verhältnis von Endverbrauchern und EVU sowie die Pflicht zur Kostenweitergabe im Verhältnis zwischen ÜNB und EVU ausreichen, um eine staatliche Kontrolle der Mittel zu begründen. Im Urteil zum EEG 2012 führt der EuGH Folgendes aus:

„Diesen Differenzbetrag⁶¹⁶ dürfen die ÜNB von den Versorgern verlangen, die die Letztverbraucher beliefern. Das EEG 2012 verpflichtet die Versorger jedoch nicht dazu, die aufgrund der EEG-Umlage gezahlten Beträge auf die Letztverbraucher abzuwälzen.“⁶¹⁷

⁶¹¹ Overkamp/Brinkschmidt, DÖV 2019, 868, 874; Scholtka, EuZW 2019, 425 2019, 425, 426.

⁶¹² Ludwigs, NVwZ 2019, 909, 910 f.

⁶¹³ Frenz, EuR 2019, 400, 405. Siehe zu den Unterschieden Kahle/Nysten, EnWZ 2019, 147, 152.

⁶¹⁴ §§ 60 Abs. 1 S. 1, 60a S. 1, 61 Abs. 1, 61j Abs. 1 S. 1 EEG 2017. Siehe dazu bei Kahle/Nysten, EnWZ 2019, 147, 152.

⁶¹⁵ Siehe zur Übersicht des Kostenwälzungsmechanismus die Abbildung 2 auf S. 149.

⁶¹⁶ Hier ist der Differenzbetrag zwischen Erlös am Spotmarket und der Vergütung der Anlagenbetreiber auf Grundlage des EEG 2012 gemeint.

⁶¹⁷ EuGH, Urteil v. 29.03.2019 – Rs. C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, Rn. 70 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

Der EuGH stellt also maßgeblich auf das Verhältnis zwischen EVU und Letztverbrauchern ab. Dieses hat sich nur in Ausnahmefällen geändert. Daher ist allenfalls in diesen Ausnahmefällen eine Beihilfe anzunehmen. Im Übrigen lässt sich die Entscheidung zum EEG 2012 auch auf die aktuelle Fassung des EEG 2017 übertragen.⁶¹⁸

2. Relevanz für die Frage der Technologieoffenheit

Vor der Entscheidung in der Rechtsache C-405/16 P wurde im Rahmen des Beihilferechts zwischen der EU-Kommission und dem deutschen Gesetzgeber ein grundlegender Interessenkonflikt zwischen dem unionsrechtlich vorgegebenen freien Wettbewerb auf den Energiemärkten und den mitgliedstaatlichen Interessen zur Einhaltung spezifischer Gemeinwohlbelange ausgetragen.⁶¹⁹

Nachfolgend wird aufgezeigt, dass dieser Konflikt entscheidend für das Maß an Technologieoffenheit der EEG-Ausschreibungen war. Die Kommission wollte die Fördermittel auf ein Minimum begrenzen, um die Wettbewerbsverfälschungen auf dem Binnenmarkt möglichst gering zu halten.⁶²⁰ Um diese Minimierung zu erreichen, sehen die Leitlinien für Beihilfen im Umwelt- und Energiebereich im Grundsatz technologieoffene Ausschreibungen vor.⁶²¹ Nur bei Vorliegen bestimmter Ausnahmegründe (Systemintegrationskosten, Netzstabilität, etc.) sei die Durchführung von technologiespezifischen Ausschreibungen gerechtfertigt.⁶²² Der deutsche Gesetzgeber hingegen verfolgt einen anderen Ansatz. Seine Priorität liegt nicht auf möglichst freiem Wettbewerb, sondern darauf, den Technologiemarkt selbst steuern zu können. Dafür ist er bereit, höhere Zuschlagspreise in Kauf zu nehmen.

⁶¹⁸ *Frenz*, RdE 2019, 209; *Scholtka/Trottmann*, ER 2019, 91, 94; *Frenz*, EuR 2019, 400, 420. *Kahle/Nysten*, EnWZ 2019, 147, 152 gehen gerade auf die oben genannten Unterschiede zwischen EEG 2012 und EEG 2017 ein und gehen von einer grundsätzlichen Übertragbarkeit des Urteils aus. *Johann*, et al., EuZW 2019, 647, 650; *Ludwigs*, NVwZ 2019, 909, 913 differenzieren zwischen den Regelungen die keine Pflicht zur Belastung der Endverbraucher vorsieht und den Ausnahmefällen, in denen das EEG 2017 diese Pflicht vorsieht.

⁶¹⁹ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 1 EEG Rn. 15; *Pielow*, EurUP 2015, 150, 151. Die primärrechtlichen Hintergründe dieses Konflikts werden sogleich unter § 13B.IV auf S. 163 ff. behandelt. Siehe zu der grundsätzlichen Problematik der auf unterschiedlichen Ebenen erfolgenden Normsetzung bei Netzregulierungen: *Masing*, Gutachten D für den 66. DJT 2006 Bd. 1, Teil D, S. 15.

⁶²⁰ Rn. 26 UEBLL.

⁶²¹ Die Zielsetzung der UEBLL ist es, sicherzustellen, dass die beihilferechtlich anerkannten positiven Auswirkungen der Beihilfe die negativen Auswirkungen auf den Handel zwischen den Mitgliedsstaaten und den Wettbewerb überwiegen (Rn 26 UEBLL). Damit diese Abwägung positiv ausfällt, muss die Beihilfe u.a. geeignet, erforderlich und angemessen sein (Rn. 27 UEBLL). Die Angemessenheit richtet sich danach, ob die Maßnahme auf das erforderliche Minimum begrenzt ist (Rn. 27 lit. e UEBLL). Die Begrenzung auf das erforderliche Minimum soll durch einen technologieoffenen Wettbewerb um die Fördermittel sichergestellt werden (Rn 80, 126 UEBLL).

⁶²² Siehe hierzu die Aufzählung der Ausnahmegründe in Rn. 126 UEBLL.

Austragungsort dieses Interessenkonfliktes sind die beihilferechtlichen Genehmigungsverfahren für das EEG 2014 und das EEG 2017 gewesen.⁶²³ Die Kommission genehmigte technologiespezifische Ausschreibungen bis 2020 im Wesentlichen aufgrund der Herausforderungen beim Netzausbau in Deutschland.⁶²⁴ Sie verpflichtete Deutschland jedoch im Gegenzug dazu, die gemeinsamen Ausschreibungen nach § 39i EEG 2017 sowie die Innovationsausschreibungen nach § 39j EEG 2017 als Pilotprojekte durchzuführen, um Erfahrungen mit technologieoffenen Ausschreibungen sowie mit Regelungen, die die Systemintegrationskosten internalisieren sollen, zu sammeln.⁶²⁵ Damit sollte der Grundstein gelegt werden, um in Zukunft technologieoffen versteigern zu können. Für die Vergabe der Fördermittel ab dem Jahr 2020 hätte dann erneut eine beihilferechtliche Genehmigung von der EU-Kommission eingeholt werden müssen, in der sie überprüft hätte, ob die Ausnahmegründe weiterhin bestehen und welche Erkenntnisse sich aus den Pilotprojekten ableiten lassen. Dieses Verfahren ist nun entbehrlich geworden.

Mit der Entscheidung des EuGH verliert die EU-Kommission also einen Hebel zur Durchsetzung ihrer Rechtsposition, der ganz wesentlichen Einfluss auf die Technologieoffenheit der EEG-Ausschreibungen hatte. Dies bedeutet jedoch nicht, dass das Unionsrecht nun keine Anforderungen an die Technologieoffenheit der Förderung mehr stellt. Denn die am 11.12.2018 beschlossene EE-RL 2018 hat die Vorgaben der Beihilfeleitlinien UEBLL hinsichtlich der Technologieoffenheit im Wesentlichen übernommen. Welche Auswirkungen das auf die EEG-Ausschreibungen hat, wird im Folgenden untersucht.

B. Sekundärrechtliche Vorgaben zur Technologieoffenheit

Die EE-RL 2009 sah noch keine konkreten Anforderungen an die Ausgestaltung der nationalen Fördermodelle vor. Statt auf eine Harmonisierung der Fördermechanismen setzte die RL-EE 2009 noch verstärkt auf Kooperationsmöglichkeiten zwischen den Mitgliedstaaten.⁶²⁶

Da diese Kooperationsmöglichkeiten nur sehr zurückhaltend genutzt wurden,⁶²⁷ hat die Kommission im Jahr 2013 Leitlinien für die Ausgestaltung von Fördersystem für erneuerbare Energien erlassen. Darin formuliert sie Best-Practice-

⁶²³ Zur politischen Natur der beihilferechtlichen Genehmigungsverfahren siehe *Frenz*, in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, Europarecht der erneuerbaren Energien (EEE)* Rn. 159; *Soltész/Schilling*, *EuZW* 2016, 767, 771.

⁶²⁴ In Bezug auf Wind- und Solarenergie siehe KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 260. Zur Biomasse siehe KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 248.

⁶²⁵ KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 264 i.V.m. *Beweggrund* (51).

⁶²⁶ Siehe Art. 5 bis 11 EE-RL 2009

⁶²⁷ *Gawel*, et al., *ZfE* 2014, 163, 169.

Principles für die Ausgestaltung nationaler Fördersysteme, die auf die Verwirklichung eines Elektrizitätsbinnenmarktes abzielen.⁶²⁸ Die Kommission fordert, dass die Förderregeln idealerweise über Marktmechanismen auf das erforderliche Minimum zu reduzieren sind.⁶²⁹ Aber erst mit der Verabschiedung der EE-RL 2018 wurde eine Norm außerhalb des Beihilferechts geschaffen, die die Mitgliedstaaten zu wettbewerblichen und technologieoffenen Ausschreibungsmodellen verpflichtet. Die EE-RL 2018 ist bis zum 30.06.2021 umzusetzen. Die EE-RL 2018 wird von der Governance-Verordnung (EU) 2018/1999 flankiert. Diese sieht die Überwachung der nationalen Energie- und Klimaziele zur Erreichung eines unionsweiten Gesamtziels durch die Kommission vor, macht jedoch keine Vorgaben zur Technologieoffenheit.⁶³⁰

I. Grundsatz wettbewerblicher und technologieoffener Ausschreibungen in der EE-RL 2018 [RL (EU) 2018/2001]

Die EE-RL 2018 verwendet den Begriff der Technologieoffenheit nicht unmittelbar. Der Art. 4 Abs. 4 UAbs. 1 EE-RL 2018 sieht eine offene, transparente, wettbewerbsfördernde, nichtdiskriminierende und kosteneffiziente Förderung vor. Zudem regelt Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 die Zulassung von Technologien für Ausschreibungen zur Förderung erneuerbarer Energien. Demnach ist eine Zulassungsbeschränkung nur bei Vorliegen bestimmter Ausnahmegründe zulässig. Für eine Einschränkung der Technologieoffenheit ist es nach Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 erforderlich, dass eine allen Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen offenstehende Ausschreibung aus den folgenden Gründen zu suboptimalen Ergebnissen führen würde:

- längerfristiges Potential neuer, innovativer Technologien,
- Notwendigkeit einer Diversifizierung,
- Netzintegrationskosten,
- Netzeinschränkungen oder Netzstabilität oder
- Vermeidung von Wettbewerbsverfälschungen auf den Rohstoffmärkten, die auf die Förderung von Biomasseanlagen zurückgehen.

⁶²⁸ KOM, Guidance for the Design of Renewables Support Schemes - SWD(2013) 439 final, 2013. Siehe dazu *Mohr*, RdE 2015, 433, 436; *Bonn*, et al., ET 2014, 42, 43.

⁶²⁹ KOM, Guidance for the Design of Renewables Support Schemes - SWD(2013) 439 final, 2013, Nr. 3.1.1. Allerdings räumt sie hier ein, dass technologiespezifische Förderung zunächst noch erforderlich sein können, um keine Überforderungssituation bei der Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien hervorzurufen; so im Zusammenhang mit Quotenmodellen, siehe: KOM, Guidance for the Design of Renewables Support Schemes - SWD(2013) 439 final, 2013, Nr. 3.1.4.

⁶³⁰ Siehe zur Überwachung durch die Kommission: *Frenz*, ZNER 2019, 87, 88.

Im Grundsatz muss hinsichtlich der Zulassung also technologieoffen ausgeschrieben werden.

Es stellt sich zudem die Frage, ob andere Regelungen innerhalb des Auktionsdesigns, die bestimmte Technologien bevorzugen oder benachteiligen, ebenfalls nur ausnahmsweise zulässig sind. Der Zweck der grundsätzlichen Öffnung der Ausschreibungen für alle Technologien ist die angestrebte Minimierung Gesamtsystemkosten der Energiewende.⁶³¹ Dies soll durch marktbasierende Mechanismen auf wettbewerbsorientierten Märkten erfolgen.⁶³² Im Sinne einer effektiven Verwirklichung der Art. 4 Abs. 4, 5 EE-RL 2018 ist eine Öffnung der Ausschreibungen für alle Technologien nur dann wettbewerbsfördernd, wenn diese grundsätzlich auch zu gleichen Bedingungen miteinander konkurrieren. In Erwägungsgrund 19 der Richtlinie ist dazu ausgeführt, dass die Ausschreibungsverfahren zur Verringerung der Gesamtförderkosten „grundsätzlich allen Produzenten von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in nichtdiskriminierender Weise offenstehen“ sollten. Daher ist davon auszugehen, dass eine Privilegierung bzw. Diskriminierung von Technologien auch außerhalb der reinen Zulassung rechtfertigungsbedürftig ist. Die EE-RL 2018 schreibt also grundsätzlich vollständig technologieoffene Ausschreibungen im hermeneutischen Sinn vor.⁶³³

Die EE-RL 2018 macht zudem nicht nur Vorgaben zur Zulassung und den Teilnahmebedingungen von Technologien. Denn eine marktbasierende, marktorientierte, wettbewerbsfördernde und kosteneffiziente Förderung im Sinne des Art. 4 Abs. 2, 4 EE-RL 2018 liegt nur vor, wenn ein Mindestmaß an Wettbewerb gewährleistet ist.⁶³⁴ Werden weniger Gebote abgegeben als Leistung ausgeschrieben ist, erhält jeder Ausschreibungsteilnehmer einen Zuschlag. Damit würde der zentrale Effekt der Ausschreibungen, dass die Auswahl der Förderberechtigten sowie die Förderhöhe vom Markt bestimmt werden, nicht mehr gegeben sein. Diese Anforderungen stehen im Zusammenhang mit der Frage der Technologieoffenheit, da technologieoffene Ausschreibungen ein geeignetes Mittel sind, um im Fall eines zu niedrigen Konkurrenznieaus den wettbewerblichen Charakter der Ausschreibungen wieder herzustellen.⁶³⁵ Eine technologieoffene Ausschreibung könnte also schon aus diesem Grund europarechtlich geboten sein. Die nachfolgenden Abschnitte untersuchen, inwiefern das EEG 2017 mit den Vorgaben der EE-RL 2018 zur Technologieoffenheit vereinbar ist.

⁶³¹ Siehe Erwägungsgrund (19) RL-EE 2018.

⁶³² Siehe Erwägungsgrund (19) RL-EE 2018.

⁶³³ Siehe zu der Kategorie der vollständig technologieoffenen Ausschreibung unter § 10B auf S. 54.

⁶³⁴ Siehe dazu auch *Frenz*, RdE 2019, 209, 212.

⁶³⁵ Siehe § 11D auf S. 67.

II. Rechtfertigung technologiespezifischer Ausschreibungen im EEG 2017

1. Beihilferechtliche Genehmigungsentscheidung zum EEG 2017 als Maßstab der Ausnahmegründe des Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018

Die aufgezählten Ausnahmegründe enthalten eine Vielzahl unbestimmter Rechtsbegriffe. Es sind beispielsweise keine Kriterien definiert, wann eine Notwendigkeit zur Diversifizierung besteht oder wie hoch Netzintegrationskosten ausfallen müssen, damit eine Einschränkung der Technologieoffenheit gerechtfertigt ist.

Im Rahmen ihrer Genehmigungsentscheidung zum EEG 2017⁶³⁶ hat die Kommission die in Rn. 126 UEBLL verwendeten unbestimmten Rechtsbegriffe näher konkretisiert. Es stellt sich nun die Frage, inwiefern diese Konkretisierung auch für die gleichen Begriffe des Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 herangezogen werden kann. Dazu müsste zum einen eine ausreichende Übereinstimmung der Regelungen des Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 und der UEBLL vorliegen. Zum anderen müsste die Rechtsansicht, die die Kommission ihrer Genehmigungsentscheidung zu Grunde gelegt hat, auch für die Auslegung der EE-RL 2018 relevant sein.

a) Inhaltliche Kongruenz von UEBLL und EE-RL 2018

Die Vorgaben, die die EE-RL 2018 zur Technologieoffenheit der Ausschreibungen macht, entsprechen inhaltlich weitgehend den Vorgaben, die die Kommission zuvor in ihren Beihilfeleitlinien (UEBLL) vorsah.⁶³⁷ Denn Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 schreibt wie Rn. 126 UEBLL eine grundsätzliche Verpflichtung zur vollständig technologieoffenen Ausschreibung vor.⁶³⁸ Und auch die in den Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 vorgesehenen Rechtfertigungsgründe finden sich in Rn. 126 UEBLL wieder.

Im Unterschied zur UEBLL sind die Ausnahmegründe in Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 als abschließende Aufzählung formuliert („angesichts folgender Gründe“) in den UEBLL scheinen sie eher die Funktion von Regelbeispielen zu haben („vor allem aus folgenden Gründen“). Zudem ist in Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 anders als in Rn. 126 UEBLL keine ausdrückliche Verpflichtung vorgesehen, suboptimale Ergebnisse technologieoffener Ausschreibungen nach Möglichkeit über die Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens und nicht über technologiespezifische Ausschreibungen zu kompensieren. Im Übrigen sind die Ausnahmegründe inhaltlich gleich. Daher können die Ausführungen der Kommission auf inhaltlicher Ebe-

⁶³⁶ KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461.

⁶³⁷ Frenz, RdE 2019, 209, 211 f.

⁶³⁸ In Rn. 126 UEBLL ist diese Verpflichtung ab dem 01.01.2017 vorgesehen.

ne und unter Berücksichtigung dieser Unterschiede für die Beurteilung der Technologieoffenheit des EEG 2017 herangezogen werden.

Zudem war die Vorgabe, ein Minimum an Wettbewerb zu gewährleisten, bereits in den UEBLL verankert.⁶³⁹ Diesem Grundgedanken folgend, hat die EU-Kommission in ihrer Genehmigungsentscheidung zum EEG 2017 ebenfalls überprüft, ob bei technologiespezifischen Ausschreibungen voraussichtlich genügend Wettbewerb bestehen würde.

b) Relevanz der Rechtsansicht der Kommission für die Auslegung der EE-RL 2018

Solange die EEG-Förderung als Beihilfe behandelt wurde, hatte die Genehmigungsentscheidung der Kommission eine elementare Stellung, da gemäß Art. 108 Abs. 3 AEUV ohne sie die Förderung nicht ausgezahlt werden durfte.⁶⁴⁰ Daher spielte es eine entscheidende Rolle, wie die Kommission im Rahmen des Notifizierungsverfahrens die von ihr selbst in den UEBLL formulierten unbestimmten Rechtsbegriffe auslegte. Die letztendliche Entscheidungsbefugnis zur Klärung der primärrechtlichen Anforderungen des Beihilferechts lag jedoch ungeachtet der Ausgestaltung der UEBLL beim EuGH.⁶⁴¹

Bei der Umsetzung der EE-RL 2018 sind es nun die Mitgliedstaaten, die im Rahmen der Richtlinienumsetzung ausgestaltungsbefugt sind. Die präventive Kontrolle über das Notifizierungsverfahren nach Art. 108 Abs. 3 AEUV entfällt. Gelangt die Kommission jedoch zu dem Schluss, dass die EEG-Förderung ihrer Rechtsansicht nach nicht mit Art. 4 EE-RL 2018 vereinbar ist, kann sie das im Wege eines Vertragsverletzungsverfahrens geltend machen. Die Letztentscheidungsbefugnis, ob es sich bei der EEG-Förderung um eine richtlinienkonforme Umsetzung handelt, liegt also bei den europäischen Gerichten. Der Unterschied besteht jedoch darin, dass die Auszahlung der EEG-Förderung bis zu einer etwaigen Klärung der Streitfragen vor den Unionsgerichten nicht mehr von der Kommission blockiert werden kann.

Eine diesbezügliche gerichtliche Entscheidung ist bisher nicht ergangen. Zumindest die Legislative hat die UEBLL und damit wohl auch deren Auslegung durch die Kommission gebilligt, indem sie sie fast wortgleich in Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 übernommen hat. Zudem ist die Sichtweise der Kommission entscheidend, um

⁶³⁹ Siehe Nr. 1.3 (43) und Rn. (80) UEBLL.

⁶⁴⁰ *Eisenhut*, in: Geiger/Khan/Kotzur, EUV/AEUV, § 108 AEUV Rn. 11 ff.

⁶⁴¹ Die Mitgliedstaaten hatten die Möglichkeit, die Vorgaben der UEBLL selbst und deren Konkretisierung durch die Genehmigungsentscheidung im Rahmen einer Nichtigkeitsklage anzugreifen, *Eisenhut*, in: Geiger/Khan/Kotzur, EUV/AEUV, § 107 AEUV Rn. 25.

abzuschätzen, inwiefern die Gefahr besteht, dass sie ein Vertragsverletzungsverfahren nach Ablauf der Umsetzungsfrist eröffnet. Im Ergebnis bleiben die Konkretisierungen der Ausnahmegründe durch die Kommission daher eine wichtige Erkenntnisquelle.⁶⁴²

Aufgrund ihrer hohen Relevanz für die Auslegung des Art. 4 RL-EE, wird zunächst die Genehmigungsentscheidung der Kommission zum EEG 2017 detailliert erörtert [siehe 2.]. Anschließend erfolgt eine kritische Auseinandersetzung mit den tatsächlichen Entwicklungen seit der Entscheidung im Jahr 2016 [siehe 3.]. Daraus wird der von der EE-RL 2018 vorgegebene Rahmen für die EEG-Ausschreibungen hergeleitet.

2. Konkretisierung der Ausnahmegründe des Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018

Für das EEG 2017 hat die Kommission in großem Umfang technologiespezifische Ausschreibungen zugelassen.⁶⁴³ Bis auf die Verpflichtung zur Durchführung von gemeinsamen Pilotausschreibungen für Windkraft an Land und Solarenergie akzeptierte sie, dass für jede der Technologien Biomasse, Windkraft an Land, Windkraft zu See und PV-Anlagen separate Ausschreibungen durchgeführt werden. Wie nachfolgend beschrieben wird, folgte sie damit den im Notifizierungsverfahren von der Bundesregierung vorgebrachten Argumenten.

Bei der Windkraft zu See hat Deutschland erfolgreich vorgebracht, dass eine technologiespezifische Förderung⁶⁴⁴ erfolgen darf, da es sich zum Zeitpunkt der Entscheidung um eine innovative Technologie mit dem Potential langfristiger Preisreduktionen handele.⁶⁴⁵ Zudem folgte die Kommission der Argumentation, dass eine separate Förderung erforderlich sei, um eine Diversifizierung des Strommix zu erreichen und die Systemintegrationskosten zu minimieren.⁶⁴⁶

Hinsichtlich der Biomasse konnte sich Deutschland erfolgreich darauf berufen, dass Biomasseanlagen wegen ihrer nicht schwankenden und dennoch flexiblen Stromproduktion einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität leisten.⁶⁴⁷ Sie seien jedoch nicht in der Lage, sich in technologieoffenen Ausschreibungen gegenüber

⁶⁴² *Frenz*, RdE 2019, 209, 213 zieht ohne nähere Begründung ebenfalls die Genehmigungsentscheidung der Kommission zur Auslegung des Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 heran. Er geht insofern von einem Austausch der Rechtsgrundlage für mögliche Beanstandungen durch die Kommission aus, siehe: *Frenz*, DVBl 2019, 700, 702.

⁶⁴³ KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 231, 249, 265. Siehe ausführlich zu der Genehmigungsentscheidung: *Kahle*, NVwZ 2014, 1563.

⁶⁴⁴ Die Windkraft zu See wird außerhalb des EEG 2017 nach den Vorgaben des WindSeeG gefördert.

⁶⁴⁵ KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 227.

⁶⁴⁶ KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 228 ff.

⁶⁴⁷ KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 248.

der Windkraft und der Solarenergie durchzusetzen.⁶⁴⁸ Daher greifen hier laut der Kommission die Ausnahmegründe der Notwendigkeit einer Diversifizierung sowie der Netzeinschränkungen und Netzstabilität.⁶⁴⁹ Ferner untersuchte die Kommission, ob das (technologiespezifische) Ausschreibungsdesign im Bereich Biomasse ein wettbewerbliches Verfahren garantiert. Dafür analysierte sie zum einen die Wettbewerbssituation und zum anderen, ob die Zuschlagskriterien verständlich, transparent und nicht diskriminierend sind. Im Ergebnis sei eine ausreichende Wettbewerbssituation gegeben, da durch die Teilnahme von Biomasse und Biogas sowie die Öffnung der Ausschreibung für neue und bestehende Anlagen in ausreichendem Umfang Teilnehmer an den Ausschreibungen teilnehmen könnten.⁶⁵⁰

Auch für Windkraftanlagen an Land sowie für Solaranlagen genehmigte die Kommission technologiespezifische Ausschreibung. Sie erkannte zwei Besonderheiten des deutschen Strommarktes an, die eine getrennte Ausschreibung rechtfertigen. Erstens seien aufgrund des starken Ausbaus der Windenergie im Norden Deutschlands, der Abschaltung von Kernkraftwerken im Süden sowie der Lage der großen Verbrauchszentren ebenfalls im Süden erhebliche Übertragungsnetzengpässe entstanden.⁶⁵¹ Daher sei es wichtig, dass weniger Windkraft an Land in Norddeutschland zugebaut würde und stattdessen zusätzliche Erneuerbare-Energien-Anlagen im Süden entstünden. Zweitens sei insgesamt ein ausgewogener Mix zwischen Wind- und Solarenergie erforderlich. Da Wind- und Solaranlagen zu unterschiedlichen Zeiten ihren Strom lieferten, könne nur so die Versorgungssicherheit und Netzstabilität gewährleistet sowie die Systemintegrationskosten minimiert werden.⁶⁵² Dieser ausgeglichene Mix müsse sowohl auf Bundesebene als auch auf regionaler Ebene erreicht werden. Die Ergebnisse vollständig technologieoffener Ausschreibungen würden diesen Anforderungen voraussichtlich nicht gerecht werden.

Im Anschluss daran überprüft die Kommission, ob es zum Schutz eines möglichst unverzerrten Wettbewerbs eine geeignete Alternative wäre, technologieoffene Ausschreibungen durchzuführen, die Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemitx enthalten. Sie führt dazu in ihrer Entscheidung aus, dass die gewünschten Ergebnisse zum Zeitpunkt der Entscheidung nicht durch die Einführung sol-

⁶⁴⁸ KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 249.

⁶⁴⁹ Siehe Rn. 126 S. 5 lit. b, c UEBLL bzw. Art. 4 Abs. 5 lit b, d EE-RL 2018.

⁶⁵⁰ KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 251 f.

⁶⁵¹ KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 260.

⁶⁵² KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 261. Siehe zur Komplementarität von Wind und Solarenergie in Deutschland auch: Fraunhofer ISE, Photovoltaik in Deutschland, 2019, S. 34 f.

cher Regelungen erreicht werden können.⁶⁵³ Sie befasst sich zum einen mit der Option, Kontingente für Solaranlagen im Süden Deutschlands einzuführen. Dabei kommt sie jedoch zu dem Schluss, dass dies hinsichtlich des Wettbewerbsaspekts keinen Vorteil gegenüber der Durchführung technologiespezifischer Ausschreibungen mit sich bringe.⁶⁵⁴ Zum anderen erörtert sie die Möglichkeit, die Ausschreibungen als Scoring Auction auszugestalten, indem Anlagen im Süden einen rechnerischen Vorteil erhalten.⁶⁵⁵ Sie ist jedoch der Ansicht, mit diesen bestehe noch nicht ausreichend Erfahrung, um ihre Einführung in großem Umfang zu fordern. Insbesondere müssten dafür zunächst die in die Scoring Rule einzubeziehenden Systemintegrationskosten ermittelt werden.⁶⁵⁶ Daher seien auch bei Windkraft an Land und Solarenergie die Voraussetzungen der Ausnahmegründe in Rn. 126 UEBLL gegeben.

Vor Einführung des EEG 2017 sah also selbst die EU-Kommission, die im Grundsatz für ein hohes Maß an Technologieoffenheit eintritt, technologiespezifische Ausschreibungen als (noch) gerechtfertigt an.⁶⁵⁷

3. Entwicklung seit der Genehmigungsentscheidung zum EEG 2017

Es stellt sich jedoch die Frage, ob die Ausnahmegründe, die die EU-Kommission Ende 2016 dazu bewogen haben, technologiespezifische Ausschreibungen zu akzeptieren auch noch Mitte 2021, wenn die Umsetzungsfrist der EE-RL 2018 abläuft, vorliegen werden. Dabei sind auch rechtsvergleichende Erkenntnisse zu den Ausgestaltungsmöglichkeiten des Auktionsdesigns zu berücksichtigen.

Die Entscheidung Biomasse separat ausschreiben zu dürfen, ging auf ihre systemdienlichen Eigenschaften sowie ihr hohes Preisniveau zurück. Bisher zeichnet sich nicht ab, dass sich etwas an diesen Gesichtspunkten geändert hat oder ändern wird. Sowohl 2017 als auch 2018 lagen die Zuschlagspreise für Biomasseanlagen wesentlich höher als bei den anderen Technologien.⁶⁵⁸ Allerdings haben bei den Biomasseausschreibungen nicht ausreichend Teilnehmer Gebote abgegeben, um die ausgeschriebene Leistung zu erreichen. Es bestand folglich kein Wettbewerbsdruck unter den Teilnehmern.⁶⁵⁹ Diesen Aspekt hatte die Kom-

⁶⁵³ Siehe zu den Regelungen zur Beeinflussung des Technologiemarktes unter § 10A auf S. 52 f.

⁶⁵⁴ KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 263.

⁶⁵⁵ Siehe zum Modell der Scoring Auction näher unter § 12B.II.2 auf S. 78.

⁶⁵⁶ KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 264.

⁶⁵⁷ KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Rn. 265. Siehe ausführlich zu der Genehmigungsentscheidung: *Kahle*, NVwZ 2014, 1563.

⁶⁵⁸ Siehe zu den Ausschreibungsergebnissen: BNetzA, Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html, (letzter Abruf: 02.04.2019).

⁶⁵⁹ Siehe § 14A.II auf S. 176.

mission bei ihrer Genehmigung des EEG 2017 anders eingeschätzt. Es ist daher denkbar, dass sie die technologiespezifischen Ausschreibungen im Bereich der Biomasse künftig für nicht mit Art. 4 EE-RL 2018 vereinbar halten wird und dies ggf. in einem Vertragsverletzungsverfahren rügen wird.

Auch die grundsätzlichen Anforderungen an einen regional und überregional ausgewogenen Mix an Solar- und Windenergie sind gleich geblieben. Zudem hat das Pilotprojekt der gemeinsamen Ausschreibungen gezeigt, dass die Solarenergie aufgrund der günstigeren Preise die Windenergie vollständig verdrängen würde, wenn man vollständig technologieoffen ausschreibt.⁶⁶⁰ Ferner sind bisher zumindest in Deutschland keine anderweitigen Regelungen innerhalb des Auktionsdesigns getestet worden, die auf eine Steuerung des Technologiemit abzielen.⁶⁶¹ Einzig die Verteilernetzkomponente bei den gemeinsamen Ausschreibungen kommt zur Steuerung des Technologiemit in Frage. Sie stellt in den einzelnen Landkreisen auf das Verhältnis von Wind- zu Solarenergie ab und hat somit sowohl Einfluss auf die regionale Verteilung als auch auf die Verteilung zwischen den Technologien. Dies könnte ebenfalls ein Lösungsansatz innerhalb technologieoffener Ausschreibungen sein. Die durchgeführten gemeinsamen Ausschreibungen haben jedoch gezeigt, dass auch mit der Verteilernetzkomponente ausschließlich Solaranlagen Zuschläge erhalten haben.⁶⁶² Um die Zielsetzung eines ausgeglichenen Technologiemit in technologieoffenen Ausschreibungen zu erreichen, müssten also weitere Regelungen zu dessen Beeinflussung ins Ausschreibungsdesign aufgenommen werden.

III. Zwischenergebnis: Technologiespezifische EEG-Ausschreibungen (noch) gerechtfertigt, fehlender Wettbewerbscharakters jedoch unionsrechtswidrig

Im Ergebnis bleiben die Ausnahmegründe des Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 (noch) bestehen und die technologiespezifischen EEG-Ausschreibungen mit dem Unionsrecht vereinbar.

Wenn die EU-Kommission Deutschland zu technologieoffenen Ausschreibungen verpflichten wollte, müsste sie sich daher im Rahmen eines Vertragsverletzungsverfahrens auf den Standpunkt stellen, dass die suboptimalen Ergebnisse technologieoffener Ausschreibungen über bisher noch nicht getestete Regelungen, wie zum Beispiel eine Scoring Rule, zu kompensieren seien. Die Verpflichtung, die Nachteile technologieoffener Ausschreibungen zunächst über das Ausschrei-

⁶⁶⁰ Siehe hierzu § 14B.I.2.a) auf S. 180.

⁶⁶¹ Siehe hierzu unter 0 ab S. 186.

⁶⁶² § 14B.I.2.a)aa) auf S. 181.

bungsdesign zu kompensieren, ist aber gerade nicht von den UEBILL in den Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 übernommen worden. Daher ist damit zu rechnen, dass Deutschland im bekannten Rahmen auch weiterhin technologiespezifische Ausschreibungen durchführen kann. Auf lange Sicht drängt das Unionsrecht jedoch auf technologieoffene Ausschreibungen.

Ein anderer, aber nicht weniger wesentlicher, Aspekt ist jedoch, dass bei der Biomasse sowie bei der Windkraft an Land seit 2018 nicht ausreichend Bieter teilnehmen, um die ausgeschriebene Leistung zu erreichen.⁶⁶³ Damit verliert die Ausschreibung ihren wettbewerblichen Charakter, der in Art. 4 Abs. 2, 4 EE-RL 2018 verankert ist. Wie noch näher ausgeführt werden wird,⁶⁶⁴ gibt es innerhalb des Auktionsdesigns zwei Möglichkeiten, um für ausreichend Wettbewerb zu sorgen. Es kann entweder technologieoffen ausgeschrieben oder ein Ausschreibungsdesign nach dem brasilianischen Mischmodell gewählt werden. Dabei wird das Ausschreibungsvolumen technologiespezifischer Ausschreibungen soweit verringert, dass nicht alle Bieter einen Zuschlag erhalten.⁶⁶⁵ Die dadurch nicht bezuschlagte Kapazität wird auf die anderen Technologien umverteilt.⁶⁶⁶

IV. Kompetenz zum Erlass der EE-RL 2018 gemäß Art. 194 bzw. 192 AEUV

Der Frage, wie technologieoffen Auktionen ausgestaltet werden, liegt immer auch die Frage nach dem Verhältnis von Staat und Markt zu Grunde.⁶⁶⁷ Dieses Spannungsfeld zwischen marktbasierter und staatlicher Steuerung des Technologiemarktes findet sich mit der Erweiterung um eine zusätzliche Dimension auch in der primärrechtlichen Kompetenzverteilung des Unionsrechts wieder.

Außerhalb des Mehrebenensystems der EU wird die Abwägung zwischen niedrigen Auktionspreisen bei marktbasierter Steuerung und der Erreichung anderer Zielsetzung durch den Einsatz staatlicher Steuerungsinstrumente üblicherweise von demselben Entscheidungsträger vorgenommen. Im Unionsrecht hingegen sind mehrere Entscheidungsträger beteiligt. Die Union verfolgt das Interesse der möglichst umfassenden Verwirklichung des Binnenmarktes und steht damit auf der Seite weitgehend technologieoffener Ausschreibungen.⁶⁶⁸ Die Mitgliedstaaten

⁶⁶³ Siehe hierzu im Detail § 14A.II ab S. 172.

⁶⁶⁴ Siehe zur Option, technologieoffen auszuschreiben unter § 14B auf S. 177 ff. und zur Option ein Ausschreibungsdesign nach brasilianischem Vorbild zu wählen unter § 15A.V auf S. 201 ff.

⁶⁶⁵ Siehe zur Regelung selbst und zu ihrer Übertragbarkeit auf die EEG-Ausschreibungen unter § 12C.IV.2.c) auf S. 112 und § 15A.III.2 auf S. 196 ff.

⁶⁶⁶ Siehe zur Regelung selbst und zu ihrer Übertragbarkeit auf die EEG-Ausschreibungen unter § 12C.VI.1.a) auf S. 131 und § 15A.III.3 auf S. 198 ff.

⁶⁶⁷ Siehe § 11E auf S. 67 f.

⁶⁶⁸ Siehe *Mohr*, RdE 2015, 433, 434.

haben demgegenüber ein Interesse an der Durchsetzung nationaler politischer Prioritäten, weshalb der Einsatz staatlicher Steuerungsinstrumente ihren Interessen entspricht.⁶⁶⁹

Aus diesem Interessengegensatz ergibt sich in kompetenzrechtlicher Hinsicht aber nicht nur die Frage, ob die EU eine technologieoffene Förderung vorschreiben kann, sondern auch ob sie überhaupt Vorgaben machen kann, die den Technologiemitgliedstaaten beeinflussen. Nachfolgend wird untersucht, ob die EE-RL 2018 insofern die kompetenzrechtlichen Schranken der EU-Verträge einhält.

1. Mitgliedstaatliche Souveränitätsvorbehalte bei der Förderung erneuerbarer Energien

Art. 192 Abs. 1 AEUV räumt der Union eine Gesetzgebungskompetenz im Bereich des Umweltschutzes ein. Diese umfasst nach Art. 191 Abs. 1 AEUV die Förderung von Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels und somit auch den Bereich der Förderung erneuerbarer Energien. Art. 192 Abs. 2 AEUV sieht allerdings einen verfahrensrechtlichen Souveränitätsvorbehalt vor. Wenn die Mitgliedstaaten in ihrer Wahl der Energiequellen sowie in ihrer allgemeinen Struktur der Energieversorgung erheblich betroffen sind, muss gemäß Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV ein besonderes Gesetzgebungsverfahren durchgeführt werden. Dieses sieht einen einstimmigen Ratsbeschluss vor.

Mit dem Vertrag von Lissabon wurde ein weiterer Kompetenztitel eingeführt, der ebenfalls die Förderung erneuerbarer Energien umfasst.⁶⁷⁰ Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 AEUV ermöglicht der Union Maßnahmen zur Sicherstellung eines funktionierenden Energiemarktes sowie zur Förderung der erneuerbaren Energien.⁶⁷¹ Diese Kompetenznorm enthält ebenfalls einen Souveränitätsvorbehalt.⁶⁷² Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV besagt, dass „das Recht eines Mitgliedstaats, die

⁶⁶⁹ Siehe *Mohr*, RdE 2015, 433, 434.

⁶⁷⁰ Siehe zur Abgrenzung der beiden Kompetenztitel unter § 13B.IV.2.b) auf S. 169.

⁶⁷¹ Dabei handelt es sich gemäß Art. 4 Abs. 2 lit. i) AEUV um eine geteilte Kompetenz, sodass die Mitgliedstaaten Regelungen nur erlassen können, sofern und soweit die Union ihre Zuständigkeit nicht ausübt, siehe dazu: *Hamer*, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, Unionsrecht, § 194 AEUV S. 21.

⁶⁷² Nach der herrschenden Meinung ist der Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV als Souveränitätsvorbehalt zu verstehen: *Calliess*, in: *Calliess/Ruffert*, EUV/AEUV, Art. 194 AEUV Rn. 29; *Kotzur*, in: *Geiger/Khan/Kotzur*, EUV/AEUV, § 194 AEUV Rn. 6; *Hamer*, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, Unionsrecht, § 194 AEUV Rn. 27; *Schneider*, in: *Schneider/Theobald* (Hrsg.), EnWR, § 2, Rn. 11; *Bings*, in: *Streinz EUV/AEUV*, § 194 AEUV Rn. 40.

Nur *Breier*, in: *Lenz/Borchardt*, EU-Verträge, Art. 194 AEUV Rn. 16 geht nicht von einem Souveränitätsvorbehalt aus. Er versteht den Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV als Klarstellung, dass die Union Maßnahmen der in Rede stehenden Bereiche nur nach Maßgabe des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV beschließen kann.

Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“ nicht berührt werden darf. Im Unterschied zu Art. 192 AEUV besteht also ein materiell-rechtlicher Souveränitätsvorbehalt bezüglich der Wahl der Energiequellen.⁶⁷³ Zudem verweist der Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV auf den verfahrensrechtlichen Souveränitätsvorbehalt des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV. Insbesondere aufgrund der unterschiedlichen Souveränitätsvorbehalte ist zu überprüfen, ob EE-RL 2018 auf die richtige Rechtsgrundlage gestützt wurde und die vorgegebenen Kompetenzschränken eingehalten wurden.

2. Einhaltung der Souveränitätsvorbehalte beim Erlass der EE-RL 2018

Die EE-RL 2018 wurde im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren auf der Grundlage des Art. 194 Abs. 2 AEUV erlassen.⁶⁷⁴ Damit unterscheidet sie sich von ihrer Vorgängerrichtlinie EE-RL 2009. Diese wurde noch vor Inkrafttreten des Vertrages von Lissabon und der damit verbundenen Einführung eines Energiekompetenztitels gemeinsam auf die Umweltkompetenz⁶⁷⁵ sowie die Binnenmarktkompetenz⁶⁷⁶ gestützt. Der Unionsgesetzgeber sah in den Vorgaben der EE-RL 2009 keinen Anwendungsfall des Souveränitätsvorbehaltes des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV, weshalb sie im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren beschlossen wurde.

Für die kompetenzrechtliche Einordnung der EE-RL 2018 ist zum einen entscheidend, dass sie in Art. 3 Abs. 1 EE-RL 2018 bis zum Jahr 2030 einen unionsweiten Mindestanteil von 32 % erneuerbarer Energien vom Bruttoenergieverbrauch verbindlich fest schreibt. Zudem sieht Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 im Grundsatz vollständig technologieoffene Ausschreibungen vor.⁶⁷⁷ Eine Beschränkung der Technologieoffenheit ist nur ausnahmsweise zulässig, wenn dies zur Förderung neuer Technologien oder aus Gründen der Systemintegration erforderlich ist.⁶⁷⁸

Nachfolgend wird überprüft, ob der Souveränitätsvorbehalt der vom Unionsgesetzgeber gewählten Rechtsgrundlage - Art. 194 Abs. 2 AEUV - eingehalten wurde [a).], bzw. ob aufgrund des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV ein besonderes Gesetzgebungsverfahren erforderlich gewesen wäre [b).].

⁶⁷³ *Hamer*, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, Unionsrecht, § 194 AEUV Rn. 27; *Bings*, in: Streinz EUV/AEUV, § 194 AEUV Rn. 40,

⁶⁷⁴ Siehe Ermächtigungsgrundlage sowie zum Gesetzgebungsverfahren EUR-Lex, Verfahren 2016/0382/COD, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/HIS/?uri=CELEX:32018L2001>, (letzter Abruf: 25.07.2019).

⁶⁷⁵ Art. 192 Abs. 1 AEUV; ex-Art. 175 EGV.

⁶⁷⁶ Art. 114 AEUV; ex-Art. 95 EGV.

⁶⁷⁷ Siehe zum Begriff der vollständig technologieoffenen Ausschreibung unter § 10B.I auf S. 53.

⁶⁷⁸ Siehe dazu im Einzelnen nachfolgend unter § 13B.I auf S. 154 ff.

a) Materiell-rechtlicher Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV

aa) Zielvorgabe von 32 % erneuerbare Energien gemäß Art. 3 Abs. 1 EE-RL 2018

Die Vorgabe des Art. 3 Abs. 1 EE-RL, bis zum Jahr 2030 mindestens 32 % des unionsweiten Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken, könnte gegen den Souveränitätsvorbehalt verstoßen, indem sie die Wahl der Energiequelle bzw. die allgemeine Struktur der Energieversorgung berührt. Denn die Vorgabe, unionsweit fast ein Drittel des Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken, hat zwangsläufig Auswirkungen auf die Wahl der Energiequellen und die Struktur der Energieversorgung der Mitgliedstaaten.

Anders als bei Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV ist im Wortlaut des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV keine Erheblichkeitsschwelle für das Eingreifen des Souveränitätsvorbehalts vorgesehen. Trotzdem erscheint die Reichweite des Vorbehalts hinsichtlich der Wahl von Energiequellen als klärungsbedürftig.⁶⁷⁹ Sofern in der Literatur nähere Ausführungen zum Reichweite des Souveränitätsvorbehalts gemacht werden, wird dieser nicht als absolut betrachtet.⁶⁸⁰ Dazu werden verschiedene Argumente herangezogen.

Die systematische Stellung und der Zweck der Norm sprechen gegen ein absolutes Verständnis des Souveränitätsvorbehalts. Es ist dem Wortlaut der Norm zur Folge gerade die Zielsetzung des Art. 194 Abs. 2 AEUV, der Union eine Kompetenz zur Förderung der erneuerbaren Energien einzuräumen. Da die Förderung der einen Energiequelle immer auch die Einschränkung anderer Energiequellen zur Folge hat,⁶⁸¹ könnte Art. 194 Abs. 2 AEUV seine Funktion bei einem absoluten Verständnis des Vorbehalts nicht mehr erfüllen.

Zudem sollte mit der Einführung der spezifischen Energiekompetenz keine Einschränkung der bisher weit verstandenen Harmonisierungskompetenz⁶⁸² zur Schaffung eines Energiebinnenmarktes verbunden sein.⁶⁸³ Ferner wäre der Verweis auf die verfahrensrechtliche Einschränkung des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV nicht erforderlich, wenn gar keine Beeinflussung des Energiemix auf Grundlage

⁶⁷⁹ *Hirsbrunner*, in: Schwarze, EU-Kommentar, § 194 AEUV Rn. 33.

⁶⁸⁰ *Hirsbrunner*, in: Schwarze, EU-Kommentar, § 194 AEUV Rn. 33; *Albrecht/Mordhorst*, EnWZ 2019, 343, 346; *Calliess*, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 194 AEUV Rn. 29; *Schneider*, in: Schneider/Theobald (Hrsg.), EnWR, § 2, Rn. 11; *Nettesheim*, JZ 2010, 19, 23.

⁶⁸¹ *Hirsbrunner*, in: Schwarze, EU-Kommentar, § 194 AEUV Rn. 33; *Nettesheim*, JZ 2010, 19, 23.

⁶⁸² *Hirsbrunner*, in: Schwarze, EU-Kommentar, § 194 AEUV Rn. 15.

⁶⁸³ *Schneider*, in: Schneider/Theobald (Hrsg.), EnWR, § 2, Rn. 10; *Kahl*, EuR 2009, 602, 618.

des Art. 194 Abs. 2 AEUV möglich wäre.⁶⁸⁴ Zuletzt ist der Souveränitätsvorbehalt als Ausnahmeregelung generell eng auszulegen.⁶⁸⁵

Trotz des Fehlens einer ausdrücklichen Erheblichkeitsschwelle ist der Vorbehalt deshalb nicht völlig unabhängig von der Intensität, mit der die mitgliedstaatlichen Rechte berührt werden, zu verstehen.⁶⁸⁶ Dementsprechend sind die Mitgliedsstaaten bei der Wahl der Energieträger nicht völlig frei und es ist der Union nicht verboten, Maßnahmen mit Auswirkungen auf den Energiemix auf Grundlage des Art. 194 AEUV zu erlassen.⁶⁸⁷ Insbesondere können Maßnahmen zur Förderung bestimmter Energiequellen die Nutzung anderer Energiequellen zumindest einschränken.⁶⁸⁸

Es stellt sich folglich die Frage, ob Art. 3 Abs. 1 EE-RL 2018 den Mitgliedstaaten einen mit dem Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 AEUV vereinbaren Spielraum zur Gestaltung ihres Energiemix belässt. Art. 3 Abs. 1 EE-RL 2018 macht keine spezifischen Vorgaben für den Energiemix der einzelnen Mitgliedstaaten. Gemäß Art. 3 Abs. 2 S. 1 EE-RL 2018 legen die Mitgliedstaaten ihren individuellen Beitrag in integrierten Energie- und Klimaplänen gemäß den Art. 5 bis 9 VO (EU) 2018/1999 selbst fest.⁶⁸⁹ Das verschiebt zwar unumgänglich den Energiemix der Mitgliedstaaten, schließt jedoch voraussichtlich keine Energiequelle aus.⁶⁹⁰ Daher bleibt den Mitgliedstaaten ein mit Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV vereinbarer Spielraum, ihren Energiemix und die allgemeine Struktur der ihrer Energieversorgung selbst zu bestimmen.⁶⁹¹

⁶⁸⁴ Insofern stelle der Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 Abs. 2 AEUV keine unüberwindliche Hürde für eine anspruchsvolle EU-Energiepolitik dar, *Schneider*, in: Schneider/Theobald (Hrsg.), EnWR, § 2, Rn. 11. Ein weiteres Verständnis des Vorbehalts vertritt hingegen *Calliess*, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 194 AEUV Rn. 29, der eine „europäische Energiewende“ aufgrund des Art. 194 Abs. 2 AEUV ausschließt.

⁶⁸⁵ *Calliess*, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 194 AEUV Rn. 29; *Albrecht/Mordhorst*, EnWZ 2019, 343, 346.

⁶⁸⁶ *Calliess*, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 194 AEUV Rn. 29.

⁶⁸⁷ *Hirsbrunner*, in: Schwarze, EU-Kommentar, § 194 AEUV Rn. 33.

⁶⁸⁸ *Hirsbrunner*, in: Schwarze, EU-Kommentar, § 194 AEUV Rn. 33; *Nettesheim*, JZ 2010, 19, 23.

⁶⁸⁹ Die Kommission bewertet die nationalen Energie- und Klimapläne nach Art. 13 VO (EU) 2018/1999. Wenn diese nicht ausreichen, um das Ziel des Art. 3 Abs. 1 S. 1 EE-RL 2018 zu erreichen kann sie jedoch nur Empfehlungen nach Art. 34 VO (EU) 2018/1999 aussprechen und nach Art. 32 Abs. 2 UAbs. 2 VO (EU) 2018/1999 Maßnahmen auf Unionsebene vorschlagen. Die letztendliche Entscheidungsbefugnis bleibt also bei den Mitgliedstaaten, siehe *Albrecht/Mordhorst*, EnWZ 2019, 343, 346 f.

⁶⁹⁰ *Albrecht/Mordhorst*, EnWZ 2019, 343, 346.

⁶⁹¹ *Albrecht/Mordhorst*, EnWZ 2019, 343, 346.

bb) Grundsatz der vollständigen Technologieoffenheit des Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018

Die Frage, inwiefern der Grundsatz der vollständigen Technologieoffenheit des Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 mit dem Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV vereinbar ist, wurde in der Literatur bisher nicht untersucht.⁶⁹²

Der Grundsatz der technologieoffenen Ausschreibung könnte den Souveränitätsvorbehalt hinsichtlich der Wahl der Energiequellen betreffen.⁶⁹³ Denn bei technologieoffenen Ausschreibungen entscheidet der Markt und nicht die Mitgliedstaaten über den Technologiemark beim Ausbau der erneuerbaren Energien.

Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Einschränkung der mitgliedstaatlichen Entscheidungsfreiheit vorliegend nicht durch eine konkrete Vorgabe der EU, sondern durch die Pflicht zur technologieübergreifenden Öffnung des Marktes um die Fördermittel entsteht. Hierin liegt ein Unterschied gegenüber anderen Vorgaben bezüglich der Wahl der Energieträger. So stellt sich hier die Frage, ob auch eine Marktliberalisierung unter den Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV fällt. Dabei sind insbesondere Zweck und systematische Stellung des Energiekompetenztitels zu beachten.

Es ist gerade der Zweck des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 AEUV, Maßnahmen zur Verwirklichung eines funktionierenden Energiebinnenmarkts erlassen zu können.⁶⁹⁴ Dabei liegt der Fokus auf einem diskriminierungsfreien und wettbewerbsorientierten Funktionieren des Energiemarktes.⁶⁹⁵ Eine solche Wettbewerbsorientierung umfasst auch einen technologieübergreifenden Wettbewerb auf Erzeugerseite. Damit ist aber zwangsläufig auch eine Einschränkung der Wahl der Energieträger durch die Mitgliedstaaten verbunden. Die Kompetenzzuschreibung des Art. 194 Abs. 2 AEUV würde in wesentlichen Teilen leer laufen, wenn der Souveränitätsvorbehalt Maßnahmen verbieten würde, die eine technologieübergreifende Marktöffnung umfassen.⁶⁹⁶ Denn bei einem solch weiten Verständnis könnte

⁶⁹² *Albrecht/Mordhorst*, EnWZ 2019, 343 befasst sich mit der Vorgabe der 32 % erneuerbarer Energien und *Proelß*, EurUP 2019, 72, 81 bemängelt den fehlenden Detailgrad des Art. 4 EE-RL 2018 und führt diesen auf den Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV zurück. Er stellt also einen Zusammenhang zwischen Souveränitätsvorbehalt und Ausgestaltung des Art. 4 EE-RL 2018 her, aus dem wohl die Meinung zu entnehmen ist, dass der Souveränitätsvorbehalt eingehalten wurde.

⁶⁹³ Siehe hierzu § 10B.I auf S. 53 und § 11E auf S. 67 f.

⁶⁹⁴ Siehe den Wortlaut der Norm Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 lit a. AEUV sowie *Hirsbrunner*, in: *Schwarze*, EU-Kommentar, § 194 AEUV Rn. 15; *Calliess*, in: *Calliess/Ruffert*, EUV/AEUV, Art. 194 AEUV Rn. 11.

⁶⁹⁵ *Hamer*, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, Unionsrecht, § 194 AEUV Rn. 14

⁶⁹⁶ Die Liberalisierungspolitik der Energieerzeugungs-/ -gewinnungs-, -großhandels- und -versorgungsmärkte wäre beispielsweise auf dieser Grundlage nicht mehr möglich. Dabei wurden sowohl die neue Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie [RL (EU) 2019/944] als auch -verordnung [VO

Art. 194 Abs. 2 AEUV seine Funktion als Kompetenztitel zur Herstellung und Sicherung des Binnenmarktes im Energiebereich nicht mehr erfüllen. Es ist vielmehr die Funktion des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV sicherzustellen, dass es der Union nicht erlaubt ist, den Mitgliedstaaten die Nutzung eines bestimmten Energieträgers (insbesondere der Kernenergie) zu verbieten.⁶⁹⁷ Dieser Fall würde durch die Pflicht zur technologieoffenen Ausschreibung nicht eintreten.⁶⁹⁸

Dieses Verständnis entspricht auch der systematischen Stellung des Art. 194 AEUV innerhalb des europäischen Primärrechts. Mit dem Art. 194 AEUV wurde im Vertrag von Lissabon ein eigener energierechtlicher Kompetenztitel eingefügt, um bei der Schaffung eines Energiebinnenmarktes nicht auf die unspezifischen Harmonisierungsbefugnisse nach Art. 114 AEUV [ex-Art. 95 EGV] zurückgreifen zu müssen.⁶⁹⁹ Wie bereits beschrieben,⁷⁰⁰ sollte damit jedoch keine Einschränkung der bisher weit verstandenen Harmonisierungskompetenz⁷⁰¹ zur Schaffung eines Energiebinnenmarktes verbunden sein.⁷⁰² Auch das spricht dafür, dass eine Marktöffnung durch den Grundsatz der technologieoffenen Ausschreibung nicht gegen den Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV verstößt.

Ferner steht die Vorgabe, grundsätzlich technologieoffen auszuschreiben, im Zusammenhang mit der unionsweiten Pflicht, bis 2030 mindestens 32 % des Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken. Nur im Rahmen der Maßnahmen zur Erreichung dieser Zielsetzung besteht die Pflicht, Fördermittel technologieoffen auszuschreiben. Da schon das 32 %-Ziel nicht gegen den Souveränitätsvorbehalt verstößt,⁷⁰³ stellt auch der Grundsatz der Technologieoffenheit keinen gegen Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV verstoßenden Eingriff in die Rechte der Mitgliedstaaten dar. Im Ergebnis wurde der Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV daher nicht verletzt.

(EU) 2019/943] jedoch auf Art. 194 Abs 2 AEUV gestützt. Siehe zur sekundärrechtlichen Gestaltung des Energiebinnenmarktes insgesamt *Schneider*, in: *Schneider/Theobald* (Hrsg.), *EnWR*, § 2, Rn. 33 ff.

⁶⁹⁷ *Hamer*, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, *Unionsrecht*, § 194 AEUV Rn. 27; *Hirsbrunner*, in: Schwarze, *EU-Kommentar*, § 194 AEUV Rn. 32; mit Kritik an der zu weichen Formulierung der Klausel *Nettesheim*, in: *Grabitz/Hilf/Nettesheim*, *Unionsrecht*, Art. 194 AEUV Rn. 33. Zudem dient die Klausel dazu, insbesondere in Krisensituationen die Mitgliedstaaten nicht dazu zu verpflichten, ihre Energieressourcen miteinander teilen zu müssen, *Hirsbrunner*, in: Schwarze, *EU-Kommentar*, § 194 AEUV Rn. 35, mit kritischer Haltung dazu, *Nettesheim*, in: *Grabitz/Hilf/Nettesheim*, *Unionsrecht*, Art. 194 AEUV Rn. 33.

⁶⁹⁸ Siehe Fn. 690 auf S.167.

⁶⁹⁹ *Kahl*, *EuR* 2009, 602, 617.

⁷⁰⁰ § 13B.IV.2.a)aa) auf S. 166.

⁷⁰¹ *Hirsbrunner*, in: Schwarze, *EU-Kommentar*, § 194 AEUV Rn. 15.

⁷⁰² *Schneider*, in: *Schneider/Theobald* (Hrsg.), *EnWR*, § 2, Rn. 10; *Kahl*, *EuR* 2009, 602, 618.

⁷⁰³ § 13B.IV.2.a)aa) auf S. 165 ff.

b) Verfahrensrechtlicher Souveränitätsvorbehalt des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV

Ferner könnte der Souveränitätsvorbehalt des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV einschlägig sein. Dies könnte sich zum einen aus dem expliziten Verweis des Art. 194 Abs. 2 AEUV ergeben.⁷⁰⁴ Zum anderen könnte Art. 194 Abs. 2 AEUV die falsche Rechtsgrundlage gewesen sein, sodass die Norm auf Art. 192 Abs. 1 AEUV hätte gestützt werden müssen.⁷⁰⁵

Nach Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV ist ein besonderes Gesetzgebungsverfahren nur dann erforderlich, wenn Maßnahmen die Wahl der Mitgliedstaaten zwischen verschiedenen Energiequellen und die Struktur seiner Energieversorgung erheblich berühren. Die h.M. geht davon aus, dass die Tatbestandsmerkmale der Wahl der Energiequelle und der Struktur seiner Energieversorgung kumulativ vorliegen müssen.⁷⁰⁶ Zudem sieht Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV eine Erheblichkeitsschwelle vor, die verhindern soll, dass ein Mitgliedstaat ein Veto gegenüber jeder Veränderung des Status quo seiner Energieversorgung einlegen kann.⁷⁰⁷

Wie oben bereits erörtert,⁷⁰⁸ beinhaltet die EE-RL 2018 keine Maßnahmen, die den Souveränitätsvorbehalt des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV hinsichtlich der Wahl der Energiequellen sowie der allgemeinen Struktur der Energieversorgung verletzen. Insbesondere aufgrund der Erheblichkeitsschwelle des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV kann hier der Rückschluss gezogen werden, dass auch dieser Souveränitätsvorbehalt eingehalten wurde.⁷⁰⁹

Daher würden sich, selbst wenn die EE-RL 2018 auf Art. 192 Abs. 1 AEUV hätte gestützt werden müssen, keine praktischen Konsequenzen aus der Wahl der falschen Rechtsgrundlage ergeben. Denn die Wahl der falschen Rechtsgrundlage stellt nur eine Verletzung wesentlicher Formvorschriften im Sinne des Art. 263

⁷⁰⁴ Siehe zur Rechtsnatur des Verweises bei *Albrecht/Mordhorst*, EnWZ 2019, 343, 347.

⁷⁰⁵ Siehe zur umstrittenen Abgrenzung zwischen Art. 192 Abs. 1 AEUV und Art. 194 Abs. 2 AEUV *Hirsbrunner*, in: Schwarze, EU-Kommentar, § 194 AEUV Rn. 27; *Calliess*, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 194 AEUV Rn. 15; *Schneider*, in: Schneider/Theobald (Hrsg.), EnWR, § 2, Rn. 10; *Kahl*, EuR 2009, 602, 609 f.; Siehe zur Gefahr der Umgehung der Souveränitätsvorbehalte durch die Wahl der Rechtsgrundlage bei *Hirsbrunner*, in: Schwarze, EU-Kommentar, § 194 AEUV Rn. 34.

⁷⁰⁶ Für ein kumulatives Verständnis: *Nettesheim*, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim, Unionsrecht, Art. 192 AEUV Rn. 81; *Calliess*, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 194 AEUV Rn. 32; *Krämer*, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, Unionsrecht, Art. 192 AEUV Rn. 41; *Schneider*, in: Schneider/Theobald (Hrsg.), EnWR, § 2, Rn. 8; für ein alternatives Verständnis: *Krämer*, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, Unionsrecht, Art. 192 AEUV Rn. 39 ff.; *Kahl*, EuR 2009, 602, 610.

⁷⁰⁷ *Käller*, in: Schwarze, EU-Kommentar, § 192 AEUV Rn. 26.

⁷⁰⁸ § 13B.IV.2.a) S. 165 ff.

⁷⁰⁹ Siehe die vergleichbare Diskussion zur Vorgängerrichtlinie RL 2009/28/EG bei *Käller*, in: Schwarze, EU-Kommentar, § 192 AEUV Rn. 26, der Erheblichkeit verneint und *Krämer*, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, Unionsrecht, Art. 192 AEUV Rn. 42 dies zumindest in Zweifel zieht.

Abs. 2 AEUV dar, sofern dadurch Mitbestimmungsrechte im Beschlussverfahren missachtet wurden.⁷¹⁰ Da die Tatbestandsmerkmale des Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV nicht erfüllt sind, hätte auch eine auf Art. 192 Abs. 1 AEUV gestützte Richtlinie im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren verabschiedet werden können. Folglich wurden keine Mitbestimmungsrechte verletzt.

Ferner muss die Bundesrepublik die EE-RL 2018 - zumindest bis zu einer möglichen Verwerfung der Richtlinie durch den EUGH - bei der Ausgestaltung der EEG-Ausschreibungen berücksichtigen.⁷¹¹ Deshalb wird bei der nachfolgenden Analyse der EEG-Ausschreibungen unter anderem untersucht, inwiefern sie die Vorgaben der EE-RL 2018 einhalten.

⁷¹⁰ *Schwarze/Voet van Vormizeele*, Philipp, in: *Schwarze*, EU-Kommentar, Art. 263 AEUV Rn. 78; *Cremer*, in: *Calliess/Ruffert*, EUV/AEUV, Art. 263 AEUV Rn. 91.

⁷¹¹ Siehe zum Verwerfungsmonopol des EuGH bei Kompetenzüberschreitungen: *Frenz*, Europarecht Bd. 5, Rn. 190 f.

§ 14 Technologieoffenheit im EEG 2017

Die folgenden Abschnitte zeigen, dass bei den technologiespezifischen EEG-Ausschreibungen in Deutschland kein ausreichender Wettbewerbsdruck besteht. Das hat nicht nur erhebliche negative Auswirkungen auf die Auktionspreise sowie die Erreichung der Ausbauziele. Es führt auch zu einem Verstoß gegen die Vorgaben der EE-RL 2018 (A).

Aber auch den technologieoffenen EEG-Ausschreibungen gelingt es nicht, die Anforderungen an ein ausgeglichenes Auktionsdesign zu erfüllen. Denn sie bieten keine Möglichkeit zur Steuerung des Technologiemix und führen im Ergebnis zu einer fehlenden Diversität beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten (B).

A. Technologiespezifische EEG-Ausschreibungen

I. Grundsatz der technologiespezifischen Ausschreibung im EEG 2017

Im Grundsatz wird zu jeder EEG-Ausschreibung nur eine Technologie zugelassen.⁷¹² Die Ausnahme von dieser Regel bilden die gemeinsamen Ausschreibungen (§ 39i EEG 2017) und die Innovationsausschreibungen (§ 39j EEG 2017), die zu Erprobungszwecken in begrenztem Umfang durchgeführt werden. Die Ausschreibungsvolumina für die technologiespezifischen Ausschreibungen sind in § 28 Abs. 1 bis 4 EEG 2017 für die Jahre 2017 bis 2022 festgeschrieben. Werden nicht ausreichend Gebote abgegeben, um das Ausschreibungsvolumen zu erreichen, findet anders als im brasilianischen Modell keine Beschränkung des Ausschreibungsvolumens statt, um einen ausreichenden Wettbewerbsdruck zu gewährleisten, sondern alle zulässigen Gebote erhalten einen Zuschlag. Die mangels Angebot nicht bezuschlagte Kapazität wird zur Erreichung der Ausbauziele in den Folgejahren den Ausschreibungen für die gleiche Technologie aufgeschlagen.⁷¹³ Eine technologieübergreifende Übertragung findet nicht statt.

⁷¹² Siehe zur Festlegung der Ausschreibungsvolumina § 28 EEG 2017. Das Regel-Ausnahme-Verhältnis ergibt sich aus dem Vergleich der dort normativ verankerten Ausschreibungsvolumina. Im Jahr 2019 beträgt das Ausschreibungsvolumen der technologiespezifischen Auktionen für Windkraftanlagen an Land und Solaranlagen zusammen 4.325 MW. Demgegenüber stehen 650 MW bei den technologieübergreifenden Ausschreibungen nach §§ 39i und 39j EEG 2017. Siehe hierzu unter § 14B ab S. 177 und § 14B.II auf S. 186.

⁷¹³ Nicht bezuschlagte Kapazität in Ausschreibungen bis einschließlich 2018 wurde den Ausschreibungsvolumina des Folgejahres aufgeschlagen, siehe § 28 Abs. 1a S. 2, Abs. 2a S. 3, Abs. 3a S. 2 EEG 2017 Fassung vom 22.12.2016. Ab dem Jahr 2019 wird die nicht bezuschlagte Kapazität erst drei Jahre später dem Ausschreibungsvolumen aufgeschlagen, um aufgrund der ohnehin schon geringen Beteiligung den Wettbewerbscharakter der Ausschreibung nicht zu gefährden, siehe § 28 Abs. 1a S. 2, Abs. 2a S. 3, Abs. 3a S. 2 EEG 2017 Fassung vom 17.12.2018.

Im Rahmen der technologiespezifischen Ausschreibungen werden verschiedene Instrumente zur Erreichung sekundärer Zielsetzungen eingesetzt.⁷¹⁴ Da aber ohnehin nur eine Technologie pro Ausschreibung zugelassen wird, dienen diese nicht der Steuerung des Technologiemix, sondern entweder der Minimierung der Systemintegrationskosten (Netzausbaubereich und Referenzertragsmodell) oder der Steigerung der Akteursvielfalt (Erleichterung der Präqualifikationsvoraussetzungen für Bürgerenergiegesellschaften). Sofern sie im Rahmen von technologiespezifischen Ausschreibungen eingesetzt werden, stehen sie also nicht in Zusammenhang mit der Frage der Technologieoffenheit und werden hier nicht näher analysiert.

II. Problemstellung: Fehlender Wettbewerbsdruck bei Windkraft und Biomasse

Im Jahr 2017 waren die Ausschreibungen für Windkraft an Land mehr als doppelt überzeichnet. Im Jahr 2018 brach die Beteiligung bei den Windkraftanlagen an Land jedoch drastisch ein (siehe Diagramm 20 auf S. 172). Seit Mai 2018 bis Ende des Untersuchungszeitraums im Mai 2019 reichten bei keiner Ausschreibung die abgegebenen Gebote aus, um das geplante Ausschreibungsvolumen zu erreichen. Das hatte zur Folge, dass jedes zulässige Gebot einen Zuschlag erhielt. Bisher sind keine unabhängigen Studien erschienen, die sich detailliert mit den Gründen für die geringe Teilnahme auseinandersetzen.

Die BNetzA führt die geringe Beteiligung auf Schwierigkeiten in den immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren zurück.⁷¹⁵ Sie gibt für diese Einschätzung allerdings keine Quellen an.

Die Fachagentur für Windkraft an Land beschreibt in einer Studie einen im April 2018 einsetzenden starken Rückgang der in Betrieb genommenen Windkraftanlagen an Land.⁷¹⁶ Diesen führt sie jedoch nicht auf die geringe Teilnahme an den Ausschreibungen, sondern auf die verlängerten Realisierungsfristen im Ausschreibungsjahr 2017 und zahlreiche Klagen gegen bereits erteilte Genehmigungen zurück.⁷¹⁷ Außerdem wurden im Zeitraum von 2017 bis März 2019 wesentlich weniger Anlagen immissionsschutzrechtlich genehmigt als im Zeitraum von 2014

Siehe dazu BR-Drs. 563/18, S. 85. Siehe zum grundsätzlichen Zweck der Erreichung der Ausbauziele: *Kerth*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 28 EEG Rn. 15.

⁷¹⁴ Siehe zum Einsatz von Regelungen im Auktionsdesign zur Erreichung bestimmter Ausschreibungsergebnisse unter § 10A auf S. 52.

⁷¹⁵ Pressemitteilung: BNetzA vom 15.02.2019; Pressemitteilung: BNetzA vom 13.05.2019.

⁷¹⁶ *Quentin*, *Ausbausituation Windenergie*, 2019.

⁷¹⁷ *Quentin*, *Ausbausituation Windenergie*, 2019, S. 6.

bis 2016.⁷¹⁸ Die Studie macht allerdings keine Angaben zu den Ursachen für diesen Rückgang. Aus der Studie lässt sich also nicht entnehmen, ob die geringe Anzahl der Genehmigungen auf Verzögerungen im Genehmigungsverfahren oder auf die geringe Anzahl an Genehmigungsanträgen zurückgeht.

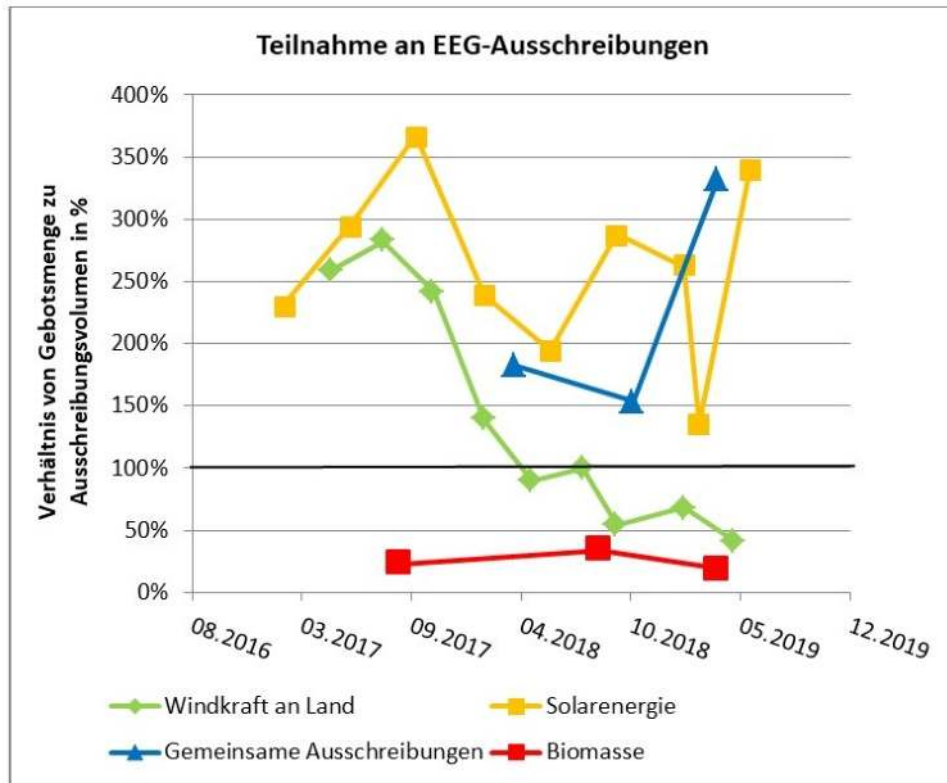


Diagramm 20 – Teilnahme an EEG-Ausschreibungen
 Quelle: Eigene Auswertung der Veröffentlichungen zu den Ausschreibungsergebnissen der BNetzA.
 Anmerkung: Das Diagramm gibt das Verhältnis der Menge der zulässigen Gebote zum geplanten Ausschreibungsvolumen in % für die Ausschreibungsarten Windenergie an Land, Solarenergie, Biomasse und gemeinsame Ausschreibungen zwischen Januar 2017 und Juni 2019 an.

Der Branchenverband Bundesverband WindEnergie e.V. sieht die Problematik darin, dass viele bereits genehmigte Projekte umgeplant werden mussten, um sich gegen die Konkurrenz der Bürgerenergiegesellschaften durchzusetzen.⁷¹⁹ Solche Umplanungen könnten bis zu drei Jahre in Anspruch nehmen.⁷²⁰ Daher stünden nun nicht genügend Projekte bereit. Zusätzlich erschwert würde die Genehmigungssituation durch die Knappheit an ausgewiesenen Flächen in vielen Bundesländern.⁷²¹ Die Flächenknappheit verschärft sich insbesondere durch die

⁷¹⁸ *Quentin*, Ausbausituation Windenergie, 2019, S. 8.

⁷¹⁹ Pressemitteilung: Bundesverband WindEnergie e.V. vom 17.05.2018.

⁷²⁰ Pressemitteilung: Bundesverband WindEnergie e.V. vom 17.05.2018.

⁷²¹ Pressemitteilung: Bundesverband WindEnergie e.V. vom 17.05.2018; Insbesondere in Schleswig-Holstein siehe *Peter*, Warum war Windkraft bei den letzten Ausschreibungen nicht mehr erfolgreich?, 20.11.2018, <https://www.agora-energiewende.de/blog/warum-war-windkraft-bei-den-letzten-ausschreibungen-nicht-mehr-erfolgreich/>, (letzter Abruf: 23.01.2019).

zumeist in Regionalplänen ausgewiesenen Mindestabstände zu Siedlungen.⁷²² Die Aussagen des Bundesverbandes sind jedoch vor dem Hintergrund seiner Funktion als Interessenvertreter der Windbranche zu bewerten. Es ist zumindest denkbar, dass ein Eigeninteresse besteht, primär Ursachen zu benennen, die außerhalb der Verantwortungssphäre der Projektentwickler liegen.

Verschärfend kommt hinzu, dass durch die neu eingeführten Sonderausschreibungen für Windkraft an Land im Jahr 2019 insgesamt 875 MW mehr als ursprünglich geplant ausgeschrieben werden.⁷²³ In der Gesetzesbegründung zur Einführung der Sonderausschreibungen wird bereits davon ausgegangen, dass diese zusätzlichen Ausschreibungen zu Problemen bei der Flächenvergabe und damit einhergehend zu einer schwachen Wettbewerbslage führen könnten.⁷²⁴ Deshalb werden die Sonderausschreibungen für Windkraft an Land auf drei Jahre gestreckt und nicht bezuschlagte Volumina werden erst mit einer Verzögerung von drei Jahren erneut ausgeschrieben.

Für die Technologieoffenheit der Ausschreibungen kommt es letztlich jedoch nicht darauf an, welche Ursachen zu der geringen Beteiligung geführt haben. Entscheidend ist, welche Folgen die mangelnde Beteiligung hat und wie das Auktionsdesign so ausgestaltet werden kann, dass die negativen Konsequenzen minimiert werden.

In der Folge dieser Entwicklungen wurden im Jahr 2018 und bei den ersten beiden Ausschreibungen im Jahr 2019 Leistung im Umfang von 970 MW weniger bezuschlagt als ausgeschrieben waren. Das entspricht 24 % der ausgeschriebenen Leistung. Da nach dem EEG 2017 kein Transfer zwischen den Technologien vorgesehen ist, können die fehlenden Mengen auch nicht von anderen erneuerbaren Energieträgern aufgefangen werden.

Das niedrige Konkurrenzniveau hat aber nicht nur Auswirkungen auf die Effektivität der Ausschreibungen. Denn auch die Zielsetzung der kosteneffizienten Förderung gemäß § 1 Abs. 2 S. 2 EEG 2017 wird auf diese Weise nicht erreicht. Einer der wesentlichen Vorteile eines Auktionsmechanismus ist die Ermittlung der Fördersätze durch den Markt. Dieser Marktmechanismus wird aber bei fehlendem Wettbewerbsdruck ad absurdum geführt. Sobald die Marktteilnehmer realisieren, dass alle abgegebenen Gebote bezuschlagt werden, besteht kein Anreiz mehr, in

⁷²² Siehe zu den in Regionalplänen ausgewiesenen Mindestabständen sowie zu den Auswirkungen eines in Diskussion stehenden pauschalen Mindestabstands bei *Plappert et al.*, Mindestabstände zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen, 2019, S. 7 f., 21.

⁷²³ Siehe § 28 Abs. 1 EEG 2017.

⁷²⁴ In einer Begründung zum Gesetzesentwurf der Bundesregierung wird auf die „Wettbewerbslage“ durch die Sonderausschreibungen hingewiesen, siehe BR-Drs. 563/18, S. 78.

ihren Geboten die tatsächlichen Stromentstehungskosten offen zu legen. Die Bieter können unabhängig von ihren tatsächlichen Kosten ein Gebot mit dem zulässigen Höchstwert abgeben und erhalten einen Zuschlag. Hinsichtlich der Kosteneffizienz gleicht das System dann wieder einer Einspeisevergütung.

Dieser Effekt ist auch in der Praxis ab dem Jahr 2018 eingetreten. Im Diagramm 21 wird deutlich, dass sich die durchschnittlichen Zuschlagswerte bei Ausschreibungen für Windkraft an Land dem zulässigen Höchstwert immer weiter angenähert haben. Bei der letzten Ausschreibung 2019 lag der durchschnittliche Zuschlagswert nur noch 0,07 ct/kWh unter dem zulässigen Höchstpreis. Die BNetzA führt diese Preisentwicklung ebenfalls auf den fehlenden Wettbewerbsdruck und nicht etwa auf gestiegene Erzeugungskosten zurück.⁷²⁵ Das Wettbewerbsniveau habe eine besorgniserregende Dimension erreicht.⁷²⁶

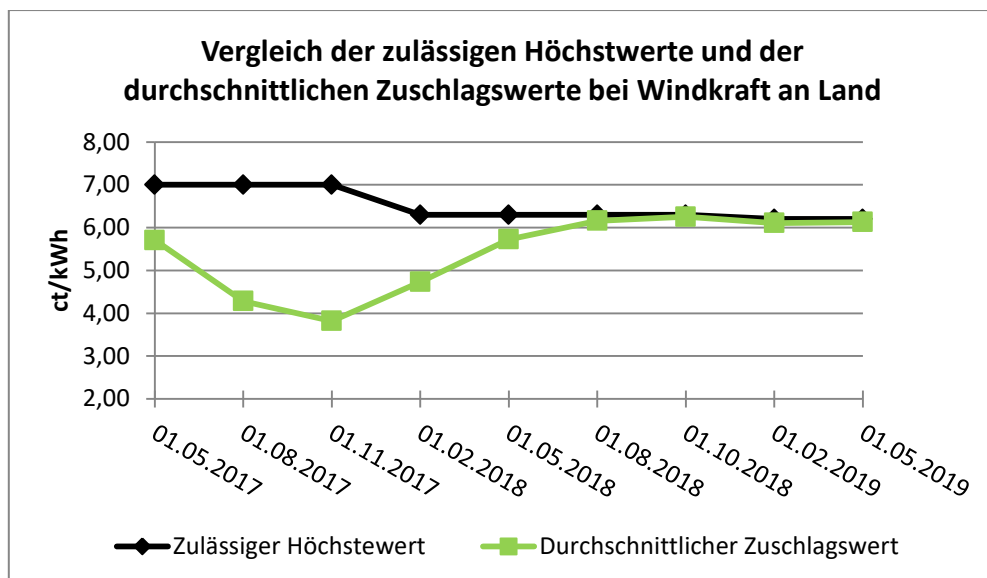


Diagramm 21 – Vergleich der zulässigen Höchstwerte und der durchschnittlichen Zuschlagswerte bei Windkraft an Land

Quelle: Eigene Auswertung der Veröffentlichungen der BNetzA.

Anmerkung: Es werden die zulässigen Höchstwerte sowie die mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagswerte bei den EEG-Ausschreibungen für Windkraft an Land in ct/kWh dargestellt.

Im Ergebnis ist das technologiespezifische Ausschreibungsdesign des EEG 2017 für die aktuelle Marktsituation der Windkraft an Land in zweifacher Hinsicht nicht zweckmäßig. Da die technologieübergreifenden Ausbauziele nicht sichergestellt werden, fehlt es an der Effektivität der Ausschreibungen. Zudem funktioniert der Marktmechanismus zur Preisfindung nicht wie vorgesehen, weshalb nicht für eine möglichst hohe Kosteneffizienz gesorgt wird.

⁷²⁵ Pressemitteilung: BNetzA vom 17.08.2018.

⁷²⁶ Pressemitteilung: BNetzA vom 13.05.2019.

Ähnliche Effekte sind bei den Ausschreibungen für Biomasseanlagen zu beobachten. Alle drei bisherigen Ausschreibungen waren deutlich unterzeichnet (siehe Diagramm 20 auf S. 172). Die geringe Teilnahme wird für die erste Ausschreibung auf den zulässigen Höchstwert zurückgeführt.⁷²⁷ Dieser sei für Neuanlagen zu niedrig, um diese rentabel betreiben zu können. Bestandsanlagen⁷²⁸ hätten bisher nur wenig Interesse an den Ausschreibungen gehabt, da sie solange wie möglich ihre Förderung unter dem alten Fördermechanismus ausnutzen. Wenn diese endgültig ausgelaufen ist, sei auch mit einer größeren Teilnahme an Bestandsanlagen zu rechnen.⁷²⁹ Für die zweite und dritte Ausschreibung sind bisher keine entsprechenden Studien erschienen. Im Ergebnis hat jedenfalls kein Wettbewerb stattgefunden⁷³⁰ und es wurden nur 27 % der für Biomasseanlagen ausgeschriebenen Kapazität bezuschlagt.⁷³¹

Sollen die technologieübergreifenden Ausbauziele erreicht werden, müsste entweder die nicht bezuschlagte Kapazität auf andere Technologien verteilt werden oder es müsste über höhere Höchstpreise ein Anreiz für eine stärkere Beteiligung gesetzt werden.

Insgesamt zeigt sich, dass die EEG-Ausschreibungen ein erhebliches Problem mit zu geringen Teilnehmerzahlen haben. Auf alle Ausschreibungen im Jahr 2018 gesehen sind 13 % der ausgeschriebenen Kapazität nicht bezuschlagt worden. Das Auktionsdesign des EEG 2017 bietet vor diesem Hintergrund weder für die Gewährleistung eines ausreichenden Wettbewerbsdrucks noch für die Erreichung der technologieübergreifenden Ausbauziele adäquate Lösungsansätze.

⁷²⁷ Holzhammer et al., Vorbereitung Erfahrungsbericht EEG, 2018, S. 96; Hoffmann/Bredow, NuR 2018, 228, 234. Nur der Bundesverband der Bioenergie hat bisher auch die zweite Ausschreibung untersucht. Er kommt auch hier zu dem Schluss, dass die fehlende Teilnahme allerdings nicht auf Genehmigungsprobleme oder Flächenengpässe, sondern in erster Linie auf die zu niedrigen Höchstwerte zurückzuführen ist, siehe: Bundesverband Bioenergie e.V. et al., Vorschläge EEG, 2018, S. 7. Diese Analyse ist allerdings vor dem Hintergrund zu interpretieren, dass der Bundesverband der Bioenergie ein natürliches Interesse an möglichst hohen Höchstpreisen hat.

⁷²⁸ Unter den in § 39f EEG 2017 genannten Voraussetzungen können bei Biomasseanlagen ausnahmsweise auch Bestandsanlagen an den Ausschreibungen teilnehmen.

⁷²⁹ Holzhammer et al., Vorbereitung Erfahrungsbericht EEG, 2018, S. 96; Hoffmann/Bredow, NuR 2018, 228, 234.

⁷³⁰ Nur der Bundesverband der Bioenergie hat bisher auch die zweite Ausschreibung untersucht. Er kommt auch hier zu dem Schluss, dass die fehlende Teilnahme allerdings nicht auf Genehmigungsprobleme oder Flächenengpässe, sondern in erster Linie auf die zu niedrigen Höchstwerte zurückzuführen ist, siehe: Bundesverband Bioenergie e.V. et al., Vorschläge EEG, 2018, S. 7. Diese Analyse ist allerdings vor dem Hintergrund zu interpretieren, dass der Bundesverband der Bioenergie ein natürliches Interesse an möglichst hohen Höchstpreisen hat.

⁷³¹ Bei den Ausschreibungen für Biomasse 2017 und 2018 und im April 2019 wurden 28, 77 und 26 MW bezuschlagt. Insgesamt waren 481 MW ausgeschrieben.

Setzt sich die Entwicklung bei der Windkraft an Land sowie bei der Biomasse fort, sind die Ausbauziele des EEG 2017 in Gefahr.⁷³² Vor dem Hintergrund der gesetzten Klimaschutzziele für 2020 und 2030 sollte die Erreichung der Ausbauziele jedoch höchste Priorität haben.⁷³³ Denn der Projektionsbericht der Bundesregierung für das Jahr 2019 zeigt deutlich auf, dass die Klimaziele für 2020 ohnehin erheblich verfehlt werden.⁷³⁴ Dabei ist die EEG-Förderung mit weitem Abstand die Klimaschutzmaßnahme mit dem größten Wirkungsbeitrag.⁷³⁵ Daher kommt der Effektivität der Ausschreibungen eine ganz erhebliche Relevanz zu.

Ferner ergibt sich auch aus unionsrechtlichen Gesichtspunkten Handlungsbedarf. Die EE-RL 2018 schreiben eine marktorientierte, wettbewerbsfördernde und kosteneffiziente Förderung vor, für welche ein Mindestmaß an Wettbewerb im Rahmen der Ausschreibungen erforderlich ist.⁷³⁶ Diese Vorgabe halten aktuell weder die Ausschreibungen für Windkraft an Land noch für Biomasse ein.

Es besteht folglich ein deutlicher Reformbedarf zur Sicherstellung der Effektivität und Effizienz der Ausschreibungen. Dies kann entweder über die Öffnung der Ausschreibungen für mehrere Technologien⁷³⁷ oder über einen Sicherheitsmechanismus⁷³⁸, wie er im brasilianischen Auktionsdesign verwendet wird, erreicht werden.

B. Beschränkt technologieoffene EEG-Ausschreibungen

Die beschriebenen Probleme hinsichtlich der Effektivität und der Effizienz der Ausschreibungen könnten mit einer Öffnung der Ausschreibungen für mehrere Technologien gelöst werden. Denn sofern über mehrere Technologien ein ausreichendes Angebot besteht, wäre ein ausreichender Wettbewerbsdruck gewährleistet. Die nachfolgenden Abschnitte untersuchen, inwiefern die gemeinsamen Ausschreibungen nach § 39i EEG 2017 und die Innovationsausschreibungen nach § 39j EEG 2017 bereits eine geeignete Lösung darstellen.

⁷³² Siehe zu den Ausbauzielen § 4 EEG 2017.

⁷³³ Siehe zu dem Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 bzw. 2030 im Vergleich zu 1990 um 40 % bzw. 55 % zu senken: BMWi/BMU, Energiekonzept (2010), 2010, S. 5.

⁷³⁴ Bundesregierung, Projektionsbericht, 2019, S. 24.

⁷³⁵ Bundesregierung, Projektionsbericht, 2019, S. 25.

⁷³⁶ Siehe § 13B.I auf S. 155.

⁷³⁷ Siehe zu Pilotausschreibungen für Windenergie an Land und Solarenergie nachfolgend unter § 14B auf S. 177.

⁷³⁸ Siehe zur Übertragbarkeit einzelner Elemente des brasilianischen Auktionsdesigns auf die EEG-Ausschreibungen unter § 15 auf S. 188 ff.

I. Gemeinsame Ausschreibungen, § 39i EEG 2017

1. Auktionsdesign und Zielsetzung der gemeinsamen Ausschreibungen

In den gemeinsamen Ausschreibungen nach § 39i EEG 2017 findet ein technologieübergreifender Wettbewerb von Windkraftanlagen an Land und Solaranlagen statt. Die Erzeuger beider Technologien konkurrieren mit ihren Geboten um die Zuschläge. Gesetzliche Grundlage für diese Ausschreibungen ist neben § 39i EEG 2017 die Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAV), die auf Grundlage des § 88c EEG 2017 erlassen wurde. Es sind in den Jahren 2018 bis 2020 jeweils zwei Auktionen mit einem Ausschreibungsvolumen von 200 MW vorgesehen.⁷³⁹

Die in den gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagte Leistung hat Rückwirkungen auf das Ausschreibungsvolumen der technologie-spezifischen Auktionen. In den Jahren 2018 und 2019 verringerte sich das Ausschreibungsvolumen der technologiespezifischen Auktionen um die in den gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagte Leistung der jeweiligen Technologie.⁷⁴⁰ Die gemeinsamen Ausschreibungen haben in diesem Zeitraum also keinen Einfluss auf den Technologiemix der EEG-Ausschreibungen. Ab dem Jahr 2020 wird nur noch die Hälfte der in den gemeinsamen Ausschreibungen bezuschlagten Leistung von dem Ausschreibungsvolumen der technologiespezifischen Auktionen abgezogen.⁷⁴¹

Ausweislich der Verordnungsbegründung ist es das Ziel der gemeinsamen Ausschreibungen, die Funktionsweise und Wirkungen von technologieübergreifenden Auktionen zu erproben, um auf dieser Grundlage zu entscheiden, ob diese auch nach 2020 fortgesetzt werden sollen.⁷⁴² Die Ermächtigungsgrundlage des § 39i Abs. 2 EEG 2017 sieht vier Zielsetzungen vor, die von den gemeinsamen Ausschreibungen erfüllt werden sollen:

1. Ein hinreichend diversifizierter Ausbau,
2. Erreichung der Ausbauziele des § 1 Abs. 2 EEG 2017,
3. Kosteneffizienz und
4. Anreize für eine optimale Netz- und Systemintegration.

Zielsetzung der gemeinsamen Ausschreibungen ist also, die Vorteile technologie-offener Ausschreibungen (Kosteneffizienz und Erreichung der technologieüber-

⁷³⁹ § 28 Abs. 5 EEG 2017 Fassung vom 17.12.2018 und § 28 Abs. 5 EEG 2017 Fassung vom 22.12.2016.

⁷⁴⁰ § 28 Abs. 1a, 2a EEG 2017 Fassung vom 22.12.2016.

⁷⁴¹ § 28 Abs. 1a, 2a EEG 2017 Fassung vom 17.12.2018.

⁷⁴² BT-Drs. 18/12375, S. 50.

greifenden Ausbauziele) mit den Vorteilen technologiespezifischer Ausschreibungen (Diversifizierung des Ausbaus) zu kombinieren.

Die Erreichung der Zielsetzungen des § 39 Abs. 2 EEG war jedoch nicht die einzige Maßgabe, die bei der Ausgestaltung der gemeinsamen Ausschreibungen eine Rolle gespielt hat. Denn der Entschluss, diese Erprobungsphase durchzuführen, ist im Wesentlichen europarechtlich vorgeprägt. Um die beihilfenrechtliche Genehmigung der Kommission für das EEG 2017 zu erhalten, hat Deutschland sich verpflichtet, eine Pilotphase für gemeinsame Ausschreibungen durchzuführen.⁷⁴³

Die EU-Kommission hat die Vorgabe gemacht, dass die gemeinsamen Ausschreibungen auf einer möglichst technologieneutralen Basis erfolgen sollten.⁷⁴⁴ Daher werden zwei Regelungen der technologiespezifischen Auktionen, die lediglich die Windkraft betreffen, nicht angewandt.⁷⁴⁵ So wird auf die Bonuszahlungen des Referenzertragsmodells verzichtet.⁷⁴⁶ Zudem finden die Regelungen der Bürgerenergiegesellschaft keine Anwendung. Neben der Verzerrung des Wettbewerbs würden sie aufgrund der längeren Realisierungszeiträume die Evaluierung der Pilotausschreibungen beeinträchtigt.⁷⁴⁷ Für das Jahr 2018 wurden zudem die zulässigen Höchstwerte beider Technologien angeglichen.⁷⁴⁸ Sie orientieren sich an den Höchstwerten der technologiespezifischen Auktionen für Solaranlagen. Ab 2019 gelten dann für die Windkraftanlagen regional differenzierte Höchstwerte.⁷⁴⁹

Nicht angeglichen wurden hingegen die Realisierungsfristen. Sie betragen wie bei den technologiespezifischen Auktionen 30 Monate für Windkraftanlagen und 24 Monate für Solaranlagen.⁷⁵⁰ Die nachfolgenden Abschnitte untersuchen, ob es gelungen ist, die Zielsetzungen des § 39i Abs. 2 EEG 2017 zu erreichen.

⁷⁴³ KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Beweggrund (50). Siehe zu den europarechtlichen Vorgaben nach dem Urteil des EuGH zur Beihilfeeigenschaft des EEG unter § 13 ab S. 146.

⁷⁴⁴ Die EU-Kommission sieht eine „technology-neutral basis“ der gemeinsamen Ausschreibungen vor, KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, Beweggrund (51 lit. a); siehe näher zu den europarechtlichen Vorgaben für das EEG unter § 13 auf S. 146 ff.

⁷⁴⁵ Siehe § 3 GemAV, der §§ 36g, 36h EEG 2017 als für die gemeinsamen Ausschreibungen geltenden Vorschriften nicht nennt.

⁷⁴⁶ Die Nichtanwendung des Referenzertragsmodells ist bereits in der Genehmigung des EEG 2017 durch die EU-Kommission vorgesehen, siehe KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, 51c; *Frenz*, in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG*, § 39i Rn. 10.

⁷⁴⁷ *Lülsdorf*, in: *Danner/Theobald, Energierecht* Bd. 3, § 39i EEG 2017 Rn. 19.

⁷⁴⁸ Siehe §§ 12, 13 GemAV.

⁷⁴⁹ Siehe zu diesem Modell der Höchstwerte unter § 14B.I.2.a)bb) auf S. 183.

⁷⁵⁰ Siehe § 36e Abs. 1 und § 37d Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017.

2. Erreichung der Ziele und Problemstellungen

a) Kein hinreichend diversifizierter Ausbau

Gemäß § 39i Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EEG 2017 sollte auch bei den gemeinsamen Ausschreibungen ein hinreichend diversifizierter Ausbau erreicht werden. Dieses Ziel konnte nicht erreicht werden. Bei allen drei bisher durchgeführten gemeinsamen Ausschreibungen erhielten ausschließlich Solaranlagen Zuschläge.⁷⁵¹ Bis kurz vor der ersten gemeinsamen Auktion waren bei den Windkraftausschreibungen niedrigere Preise erzielt worden als bei den Solarausschreibungen. Dieser Preistrend hatte sich bei den technologiespezifischen Auktionen im Februar 2018 gedreht. Dort waren die durchschnittlichen Zuschlagswerte für die Solaranlagen erstmal günstiger als die für Windkraftanlagen (siehe Diagramm 22 auf S. 180). Diese Entwicklung hat sich von diesem Zeitpunkt an sowohl bei den technologiespezifischen Auktionen als auch bei den gemeinsamen Ausschreibungen fortgesetzt. Die Windkraft ist seit dem Jahr 2018 nicht in der Lage preislich mit der Solarenergie zu konkurrieren.⁷⁵²

In der ersten gemeinsamen Ausschreibung gab es zumindest noch einen Wettbewerb zwischen den Technologien.⁷⁵³ Für Windkraftanlagen wurden 18 von insgesamt 54 Geboten abgegeben. Bei der zweiten und dritten gemeinsamen Ausschreibung wurde nur noch eins bzw. gar kein Gebot für Windkraftanlagen abgegeben.⁷⁵⁴

⁷⁵¹ Siehe BNetzA, Statistiken zum gemeinsamen Ausschreibungsverfahren von Windenergie an Land- und Solaranlagen nach der GemAV, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Statistik_TechOffen.xlsx?__blob=publicationFile&v=6, (letzter Abruf: 01.08.2019).

⁷⁵² Eine Ausnahme von dieser Regel bildet die Ausschreibung für Solarenergie vom 01.03.2019. Dort stiegen die Zuschlagswerte für Solarenergie kurzfristig über die der Windkraft an Land. Trotzdem hat bei der gemeinsamen Ausschreibung am 01.04.2019 keine Windkraftanlage teilgenommen, siehe BNetzA, Statistiken zum gemeinsamen Ausschreibungsverfahren von Windenergie an Land- und Solaranlagen nach der GemAV, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Statistik_TechOffen.xlsx?__blob=publicationFile&v=6, (letzter Abruf: 01.08.2019).

⁷⁵³ Pressemitteilung: BNetzA vom 12.04.2018.

⁷⁵⁴ Siehe BNetzA, Statistiken zum gemeinsamen Ausschreibungsverfahren von Windenergie an Land- und Solaranlagen nach der GemAV, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Statistik_TechOffen.xlsx?__blob=publicationFile&v=6, (letzter Abruf: 01.08.2019).

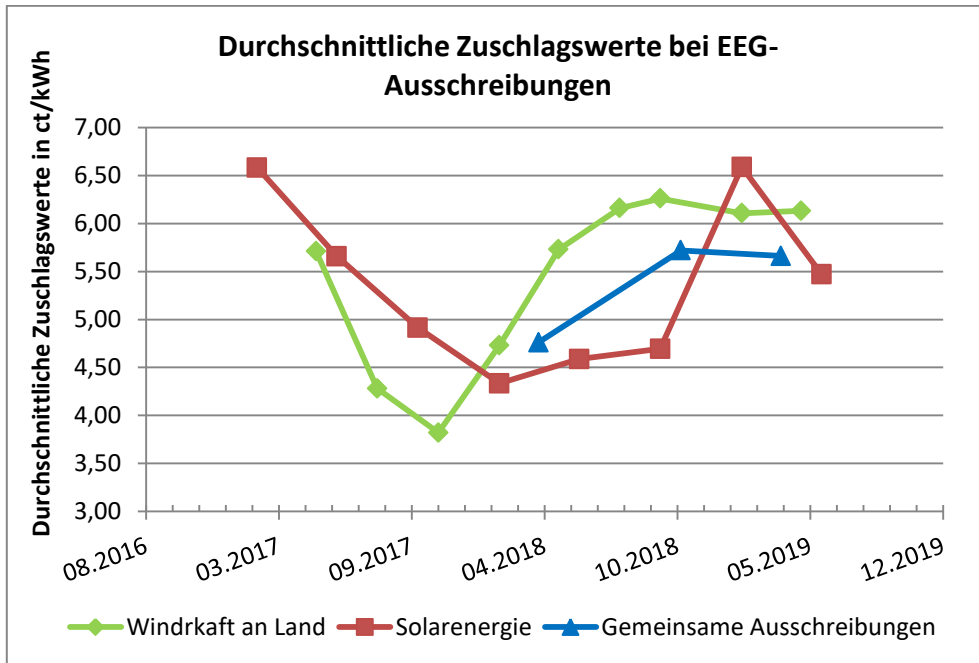


Diagramm 22 – Durchschnittliche Zuschlagswerte bei EEG-Ausschreibung

Quelle: Eigene Auswertung der Statistiken der BNetzA.⁷⁵⁵

Anmerkung: Es werden die mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagspreise der bisher durchgeführten EEG-Ausschreibungen für Windenergie an Land, Solarenergie und der gemeinsamen Ausschreibungen nach § 39i EEG 2017 in ct/kWh dargestellt.

Die nachfolgende Untersuchung der eingesetzten Regelungen zur Beeinflussung des Ausschreibungsergebnisses zeigt, dass diese weder dazu bestimmt waren noch im Ergebnis dazu führten, dass ein ausgeglichener Technologiemitx zu Stande kam.

aa) Verteilernetzkomponente

Die Verteilernetzkomponente gemäß § 10 GemAV ist eine Scoring Rule⁷⁵⁶, die an die Situation des Verteilernetzes am Standort der Anlage anknüpft. Sie soll einen finanziellen Anreiz bieten, Gebote für Standorte abzugeben, an denen möglichst geringe Verteilernetzausbaukosten anfallen. Die Verteilernetzkomponente wird bisher ausschließlich bei den gemeinsamen Ausschreibungen eingesetzt.

Für die Bezuschlagung der Gebote ist grundsätzlich der Gebotswert, also die Höhe des Gebots, entscheidend.⁷⁵⁷ Eine Ausnahme besteht bei den gemeinsamen Ausschreibungen für Anlagen, die sich in einem Verteilernetzausbaugebiet befinden und nicht direkt ans Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Deren Gebote

⁷⁵⁵ BNetzA, Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html, (letzter Abruf: 02.04.2019).

⁷⁵⁶ Siehe zu den Begriffen der Scoring Auction und Scoring Rule unter § 10A auf S. 52.

⁷⁵⁷ § 32 Abs. 1 EEG 2017.

te werden mittels der Verteilernetzkomponente mit einem Aufschlag belegt.⁷⁵⁸ Verteilernetzausbauggebiete sind solche Landkreise, in denen die Berechnung eines Lastmodells ergibt, dass zusätzliche Erneuerbare-Energien-Anlagen einen Verteilernetzausbaubedarf auslösen würden.⁷⁵⁹ Die Verteilernetzkomponente wird anhand der Anlage 1 Nr. 2a, 2b der GemAV für jeden betroffenen Landkreis sowie in Abhängigkeit der eingesetzten Technologie berechnet. Entscheidend für die Höhe der Verteilernetzkomponente ist der sog. Portfolio-Quotient, d. h. das Verhältnis der installierten Leistungen von Windenergieanlagen und Solaranlagen in dem Landkreis. Es wird auf das Verhältnis von Windkraft- und Solaranlagen im selben Landkreis abgestellt, um Verteilernetzausbaukosten zu minimieren. In der Verordnungsbegründung wird zu Grunde gelegt, dass die Windkraft- und Solaranlagen zu unterschiedlichen Zeiten Strom erzeugen und daher Synergien bei der Nutzung desselben Netzes entstehen.⁷⁶⁰ Deshalb sei es zur Verhinderung von Netzausbaukosten sinnvoll, zuerst dort Windkraftanlagen zu errichten, wo ein Überschuss an Solaranlagen besteht und umgekehrt.⁷⁶¹

Der Wert, der dem abgegebenen Gebots aufgeschlagen wird, kann bei Windkraftanlagen an Land maximal 0,58 Cent pro KWh und bei Solaranlagen maximal 0,88 Cent pro KWh betragen.⁷⁶² Die Verteilernetzkomponente hat dabei keine Auswirkung auf die Vergütung, da sich die Vergütung weiterhin nach dem Gebotswert richtet.

Durch dieses Vorgehen sollen sich die Zuschlagschancen für Anlagen in den betreffenden Landkreisen und damit auch die Zubaugeschwindigkeit des Verteilernetzes verringern.⁷⁶³ Es handelt sich also um eine Maßnahme, die die Systemintegrationskosten abfedern soll,⁷⁶⁴ indem erst dort die Erneuerbare-Energien-

⁷⁵⁸ Siehe § 7 Abs. 1 S. 3 GemAV. Die Berechnung der Verteilernetzkomponente findet Anhand der Nr. 2a und 2b der Anlage 1 der GemAV statt.

⁷⁵⁹ Um zu ermitteln, in welchen Landkreisen dies der Fall ist, wird überprüft, ob die maximale Rückspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das vorgelagerte Höchstspannungsnetz größer ist als die Höchstlast (siehe § 2 Abs. 1 Nr. 4 GemAV). Dadurch soll modellartig ermittelt werden, ob ein zusätzlicher Verteilernetzausbaubedarf entsteht, siehe BT-Drs. 18/12375, S. 99 f. Ferner sind einige, in Anlage 2 der GemAV aufgeführte Landkreise, ausdrücklich keine Verteilernetzausbauggebiete.

⁷⁶⁰ Siehe hierzu BT-Drs. 18/12375, S. 110..

⁷⁶¹ BT-Drs. 18/12375, S. 110

⁷⁶² Zur Berechnung der aufzuschlagenden Verteilernetzkomponente, wird ein konstanter Basiswert (0,73 Cent pro KWh bei Windkraftanlagen und 1,6 Cent pro KWh bei Solaranlagen) mit dem Kapazitätsfaktor des jeweiligen Landkreises multipliziert. Die Kapazitätsfaktoren für Windkraftanlagen liegen zwischen 0 und 0,8 und für Solaranlagen zwischen 0,05 und 0,55 (siehe Anlage 1 Nr. 3 der GemAV).

⁷⁶³ BT-Drs 18/12375, S. 52..

⁷⁶⁴ Maßnahmen zur optimalen Netz- und Systemintegration sind sowohl in § 39i Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017 als auch in der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG 2017 der EU-Kommission vorgesehen, KOM, Beschluss v. 20.12.2016 – Rs. SA. 45461, 51c.

Kapazitäten ausgebaut werden, wo das Verteilernetz nicht überlastet ist. Im Fokus der Maßnahme stehen die Systemintegrationskosten, die sich aus der regionalen Verteilung der Anlagen ergeben und nicht aus dem Technologiemark an sich. So wäre die Anwendung der Verteilernetzkomponente durchaus auch bei technologiespezifischen Auktionen denkbar.⁷⁶⁵ Auch in der Praxis hatte die Verteilernetzkomponente keine Auswirkungen auf den Technologiemark der gemeinsamen Ausschreibungen. Denn das Abschneiden der Solarenergie geht laut der BNetzA auch nicht auf eine Benachteiligung der Windkraft durch die Verteilernetzkomponente zurück. Nur in einem Fall sei ohne die Verteilernetzkomponente eine Windkraftanlage anstatt einer Solaranlage bezuschlagt worden.⁷⁶⁶

bb) Höchstwertgebiete für Windkraftanlagen an Land

Für die Jahre 2019 und 2020 werden gemäß § 14 ff. GemAV regional differenzierte maximale Höchstwerte für Windkraftanlagen an Land festgelegt. Die Landkreise und kreisfreien Städte werden anhand der örtlichen Windverhältnisse in drei Höchstwertgebiete eingeteilt. Je besser die Windverhältnisse an einem Standort sind desto niedriger darf das Gebot ausfallen.⁷⁶⁷ Die Höchstwerte differenzieren also in zweifacher Hinsicht. Zum einen ist entscheidend, welche Technologie eingesetzt wird, da die Regelung nur für Windkraftanlagen gilt und zum anderen ist der Standort der Anlage maßgeblich. Hintergrund dieser Regelung ist, dass bei den gemeinsamen Ausschreibungen das Referenzertragsmodell nicht angewandt wird, da es Bonuszahlungen ausschließlich für Windkraftanlagen vorsieht.⁷⁶⁸ Die Funktionen des Referenzertragsmodells, auf eine regionale Verteilung der Windkraftanlagen hinzuwirken und übermäßige Renditen in windstarken Regionen zu verhindern, fallen folglich weg. Laut der Verordnungsbegründung soll zumindest letztere nun von den differenzierten Höchstwerten übernommen werden.⁷⁶⁹ Da diese aber tatbestandlich auch am Standort der Anlage anknüpfen, dürften sie auch Auswirkungen auf die regionale Verteilung haben.⁷⁷⁰

Grundsätzlich geht es also nicht um die Steuerung des Technologiemark. Da die Regelung aber auch an der Technologie anknüpft, könnte sie entgegen ihrer eigentlichen Intention eine Auswirkung auf den Technologiemark haben. Sie könnte Solaranlagen privilegieren, da deren Höchstwert nicht vom Standort der Anlage

⁷⁶⁵ Im BMWi, EEG-Erfahrungsbericht, 2018, S. 17 § wird die Verteilernetzkomponente auch als von der Technologieoffenheit unabhängige Maßnahme beschrieben.

⁷⁶⁶ Pressemitteilung: BNetzA vom 12.04.2018; Pressemitteilung: BNetzA vom 19.11.2018.

⁷⁶⁷ BT-Drs. 18/12375, S. 107. .

⁷⁶⁸ Siehe dazu unter § 14B.I auf S. 178.

⁷⁶⁹ BT-Drs. 18/12375, S. 107; *Lülsdorf*, in: Danner/Theobald, Energierecht Bd. 3, § 39i EEG 2017 Rn. 22; *Nebel*, jurisPR-UmwR 2017.

⁷⁷⁰ Der BMWi, EEG-Erfahrungsbericht, 2018, S. 17 betont diese Funktion ebenfalls.

abhängt. Bisher wurden keine Ausschreibungen mit differenzierten Höchstwerten durchgeführt, an denen man untersuchen könnte, ob dieser Effekt eingetreten ist. Die Auktionsergebnisse der Ausschreibungen 2018, bei denen ausschließlich Solaranlagen bezuschlagt wurden, zeigen jedoch, dass für die Solaranlagen ohnehin niedrigere Gebote abgegeben wurden als für die Windkraftanlagen. Ein differenzierter Höchstpreis hätte keinen Einfluss auf den Technologiemarkt. Die Regelung steht also weder ihrer Funktion nach noch aufgrund ihrer praktischen Auswirkungen in direktem Zusammenhang mit der technologieoffenen Ausgestaltung der gemeinsamen Ausschreibungen.

cc) Netzausbaugesamt für Windkraftanlagen an Land

Die Regelung zum Netzausbaugesamt gilt in gleichem Maße für die technologie-spezifischen wie für die gemeinsamen Ausschreibungen. Der § 36c EEG 2017 legt ein Kontingent an Zuschlägen für Windkraftanlagen an Land im Netzausbaugesamt fest, das pro Jahr nicht überschritten werden darf. Zu dem zusammenhängenden Netzausbaugesamt zählen der nördliche Teil Niedersachsens, Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern. Die Obergrenze liegt für 2018 bei 902 MW.⁷⁷¹ Das jährliche Kontingent soll gleichmäßig auf die Gebotstermine, einschließlich der gemeinsamen Ausschreibungen, eines Jahres verteilt werden.⁷⁷² Die unterschiedlichen Ausschreibungsvolumina werden bei der Berechnung durch die BNetzA berücksichtigt. Ziel dieser Regelung ist es, den Ausbau der Erzeugungskapazitäten mit dem Ausbau der Netzkapazitäten zu verzahnen.⁷⁷³ Der Ausbau der Erzeugungskapazitäten im windstarken Norden wird für eine Übergangszeit begrenzt, um den rechtzeitigen Netzausbau zu gewährleisten.

Auch diese Regelung ist nicht dazu in der Lage, bei technologieoffenen Ausschreibungen für einen diversifizierten Ausbau zu sorgen. Sie limitiert die Zuschläge in regionaler Hinsicht. Da sie nur für Windkraftanlagen an Land gilt, könnte sie theoretisch mittelbar einen Einfluss auf den Technologiemarkt haben. In der Praxis hatte die Regelung im Jahr 2018 keine Auswirkungen auf den Technologiemarkt der gemeinsamen Ausschreibungen, da selbst die Anlagen, die sich im Netzausbaugesamt befinden, nicht das Preisniveau der Solaranlagen erreichen konnten.

⁷⁷¹ Siehe § 12 EEAU.

⁷⁷² Siehe § 13 EEAU.

⁷⁷³ BT-Drs. 18/8860, S. 210.

b) Erreichung der Ausbauziele und Kosteneffizienz

Neben dem hinreichend diversifizierten Ausbau war es die zweite Zielsetzung der gemeinsamen Ausschreibungen, die Ausbauziele nach § 1 Abs. 2 EEG 2017 nicht zu gefährden.⁷⁷⁴ Die Zielsetzung wurde eingehalten, da in beiden Auktionen das angestrebte Gebotsvolumen erreicht wurde.⁷⁷⁵ Als Drittes sollte die Kosteneffizienz gewährleistet werden.⁷⁷⁶ Vergleicht man die gemeinsamen Ausschreibungen mit zwei separaten Ausschreibungen für Wind- und Solarenergie ist ein positiver Effekt hinsichtlich der Kosteneffizienz zu erkennen, da sich die durchschnittlich günstigere Technologie durchgesetzt hat. Verglichen mit einer reinen PV-Ausschreibung ist hingegen kein Vorteil zu erkennen, da die Gebote der Windkraft keinen Preisdruck auf die Solaranlagen ausüben konnten. Insbesondere bei der zweiten gemeinsamen Ausschreibung ist der Einschätzung der BNetzA zu folgen, dass es sich faktisch um eine zusätzliche PV-Ausschreibung handelt,⁷⁷⁷ da sich kaum Windkraftanlagen an der Ausschreibung beteiligt haben. Trotzdem sind die beiden gemeinsamen Ausschreibungen von einer hohen Wettbewerbsintensität geprägt gewesen, sodass zumindest auch nicht von übermäßig hohen Renditen für die Solaranlagenbetreiber ausgegangen werden kann.⁷⁷⁸ Im Ergebnis lagen die Preise etwas höher als bei den technologiespezifischen PV-Ausschreibungen (siehe Diagramm 22 auf S. 180).

c) Anreize für optimale Netz- und Systemintegration

Als vierte Zielsetzung sollte mit den gemeinsamen Ausschreibungen ein Anreiz für optimale Netz- und Systemintegration gesetzt werden.⁷⁷⁹ Die dazu eingesetzten Instrumente sind zum Teil nicht zum Tragen gekommen, da sie ausschließlich für Windkraftanlagen gelten (differenzierte Höchstwerte und Netzausbaugesamt) und diese sich schon aufgrund der Marktsituation nicht gegen die Solarenergie durchsetzen konnten. Die Verteilernetzkomponente hatte keinen erheblichen Einfluss auf die erfolgreichen Projekte. Obwohl sich die meisten bezuschlagten Projekte in Verteilernetzausbaugesamten befinden, ergaben sich zumeist nur geringe

⁷⁷⁴ Siehe § 39 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EEG 2017.

⁷⁷⁵ BNetzA, Ergebnisse der gemeinsamen Ausschreibungsrunden für Solaranlagen und Windenergie-Anlagen an Land,

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Technologieuebergreifend/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2018_node.html;jsessionid=EF2620C80E443EC72F0D85656D59ECF3, (letzter Abruf: 19.01.2019).

⁷⁷⁶ Siehe § 39 Abs. 2 S. 1 Nr. 3 EEG 2017.

⁷⁷⁷ Pressemitteilung: BNetzA vom 19.11.2018.

⁷⁷⁸ Pressemitteilung: BNetzA vom 19.11.2018

⁷⁷⁹ Siehe § 39i Abs. 2 S. 1 Nr. 4 EEG 2017.

Modifikationen des Gebotswerts.⁷⁸⁰ Daher lassen sich die zur optimalen Netz- und Systemintegration eingesetzten Elemente nur schwer bewerten.

II. Innovationsausschreibungen, § 39j EEG 2017

Innovationsausschreibungen sehen keine Begrenzung der eingesetzten Technologien vor. Es können zudem auch Gebote für Kombinationen oder Zusammenschlüsse verschiedener erneuerbarer Energien abgegeben werden.

Ursprünglich war vorgesehen, bis zum 01.05.2018 eine die Details regelnde Rechtsverordnung zu erlassen, um noch im selben Jahr die erste Innovationsausschreibung durchführen zu können.⁷⁸¹ Bisher ist jedoch weder die Rechtsverordnung erlassen worden noch ist ein Termin für die erste Ausschreibung bekannt gegeben worden. Die letzte Novelle des EEG 2017 sieht nun Innovationsausschreibungen für die Jahre 2019 bis 2021 mit einem größeren Ausschreibungsvolumen als ursprünglich geplant vor. Es sollen über die drei Jahre verteilt 1.150 MW Leistung versteigert werden.⁷⁸²

Zur inhaltlichen Ausgestaltung kann bisher nur die Verordnungsermächtigung § 88d EEG 2017 herangezogen werden. Sie sieht vor, dass die Innovationsausschreibungen eine Scoring Rule⁷⁸³ enthalten können, die sich nach dem Innovationscharakter der Anlage bemisst.⁷⁸⁴ Dieser kann gemäß der Verordnungsermächtigung durch verschiedene Faktoren wie die Flexibilität der Anlage, die Nutzung von Netzanschlusskapazitäten oder die Vorkehrungen zur Minderung der Abregelung der Anlagen bestimmt werden.⁷⁸⁵ Zudem ist es möglich, nicht nur Anlagen zur Stromerzeugung, sondern auch andere systemdienliche Leistungen zuzulassen.⁷⁸⁶

Aufgrund der Scoring Rule wird es sich bei den Innovationsausschreibungen voraussichtlich um beschränkt technologieoffene Ausschreibungen handeln.⁷⁸⁷ Da die konkrete Ausgestaltung jedoch noch nicht feststeht, lässt sich nicht absehen, ob sie zur Erhöhung des Wettbewerbsniveaus beitragen können und insofern eine zweckmäßige Alternative zu den bisherigen technologiespezifischen Ausschreibungen darstellen.

⁷⁸⁰ Pressemitteilung: BNetzA vom 12.04.2018; Pressemitteilung: BNetzA vom 19.11.2018.

⁷⁸¹ § 39j Abs. 1 EEG 2017 Fassung vom 22.12.2016.

⁷⁸² § 28 Abs. 6 EEG 2017 Fassung vom 17.12.2018.

⁷⁸³ Siehe zum Begriff der Scoring Rule unter § 12B.II.2 auf S. 78.

⁷⁸⁴ Siehe § 88d Nr. 5 EEG 2017.

⁷⁸⁵ § 88d Nr. 3 EEG 2017.

⁷⁸⁶ Siehe § 88d Nr. 2 und 3 EEG 2017.

⁷⁸⁷ Siehe zum Begriff der beschränkt technologieoffenen Ausschreibung unter § 10B auf S. 53.

C. Zwischenergebnis: Fehlender Wettbewerbsdruck führt zu Reformbedarf

Die Priorität des deutschen Gesetzgebers liegt auf der genauen Steuerung des Technologiemix und nicht auf der Erreichung möglichst niedriger Auktionspreise. Deshalb setzt er in erster Linie auf technologiespezifische Ausschreibungen, die zu diesem Zweck grundsätzlich geeignet sind.

Im konkreten Fall sind die technologiespezifischen Ausschreibungen jedoch nicht (mehr) in der Lage, die an sie in tatsächlicher und rechtlicher Hinsicht gestellten Anforderungen zu erfüllen. Aufgrund mangelnder Teilnahme bei Ausschreibungen für Windkraft an Land und für Biomasse können die anvisierten Ausbauziele nicht erreicht werden und der Marktmechanismus zur Bestimmung der Förderhöhe funktioniert nicht wie vorgesehen. Das stellt sowohl in tatsächlicher Hinsicht als auch vor dem Hintergrund der europarechtlichen Verpflichtung auf wettbewerbliche Ausschreibungen ein Problem dar.

Die Analyse der gemeinsamen Ausschreibungen für Windkraft und Solarenergie zeigt, dass sie zwar die Erreichung der Ausbauziele gewährleisten und für effiziente Auktionspreise sorgen würden. Bei ihnen besteht jedoch nach aktuellem Auktionsdesign keine ausreichende Möglichkeit auf einen ausgeglichenen Technologiemix hinzuwirken. Im Ergebnis haben sich ausschließlich Solaranlagen durchgesetzt. Um eine Alternative für die technologiespezifischen Ausschreibungen darzustellen, müssten noch weitere Regelungen, wie beispielsweise eine Scoring Rule, entwickelt werden, die einen ausreichenden Einfluss auf den Technologiemix hätten.⁷⁸⁸

⁷⁸⁸ Diese Bewertung teilt auch die BNetzA, die in ihren Pressemitteilungen zu den Ergebnissen der gemeinsamen Ausschreibungen bemängelt, dass diese zu einem einseitigen Ausbau der Erzeugungskapazitäten führen: Pressemitteilung: BNetzA vom 12.04.2018; Pressemitteilung: BNetzA vom 19.11.2018.

§ 15 Übertragbarkeit von Elementen des brasilianischen Auktionsdesigns auf die EEG-Ausschreibungen

Die obenstehenden Untersuchungen haben ergeben, dass es bei den EEG-Ausschreibungen aufgrund der geringen Beteiligung bei den Ausschreibungen für Windkraft an Land und für Biomasse am erforderlichen Wettbewerbsdruck fehlt.⁷⁸⁹ Das führt zu unangemessen hohen Auktionspreisen und zum Verfehlen der Ausbauziele. Ferner fehlt den Ausschreibungen dadurch der in Art. 4 EE-RL 2018 vorgeschriebene wettbewerbliche Charakter.⁷⁹⁰

Zudem sind die technologiespezifischen EEG-Ausschreibungen nur so lange mit der EE-RL 2018 vereinbar, wie die dort vorgesehenen Ausnahmegründe fortbestehen.⁷⁹¹ Auf lange Sicht kann es also erforderlich werden, einen neuen Kompromiss zwischen technologieoffener und technologiespezifischer Vergabe der Fördermittel zu finden.

Die brasilianischen Auktionen bewegen sich in einem vergleichbaren Spannungsfeld zwischen staatlicher und marktbasierter Steuerung des Technologiemix und es finden sich dort Lösungsansätze zu beiden Problemstellungen. Dieser Abschnitt untersucht, inwiefern die einzelnen Elemente des brasilianischen Regelungsmodells den Anforderungen an die EEG-Ausschreibungen entsprechen.

Diese Untersuchung führt zu folgenden Ergebnissen: Sollte das Unionsrecht in Zukunft einen neuen Kompromiss zwischen technologieoffener und technologiespezifischer Vergabe der Fördermittel erfordern, wäre es nicht ausreichend, die brasilianischen Regelungen zu übernehmen. Der brasilianische Verteilungsschlüssel würde nicht zu einem höheren Maß an Technologieoffenheit führen als bisher. Die Grundstruktur der brasilianischen Auktionen lässt sich jedoch variabel an das gewünschte Maß an Technologieoffenheit anpassen (A.III.1). Darüber hinaus bietet das brasilianische Modell einen übertragbaren Lösungsansatz, um die negativen Auswirkungen des fehlenden Wettbewerbsdrucks bei den EEG-Ausschreibungen für Windkraft an Land und Biomasse zu minimieren. Denn der brasilianische Verteilungsschlüssel gewährleistet ein Mindestmaß an Wettbewerbsdruck, ohne die technologieübergreifenden Ausbauziele zu gefährden (A.III.2-3). Auf dieser Grundlage wird ein konkreter Regelungsentwurf erarbeitet (A.V), der mit Anforderungen des Unionsrechts sowie des nationalen Verfassungsrechts vereinbar ist (B.).

⁷⁸⁹ Siehe § 14A.II auf S. 172 ff.

⁷⁹⁰ Siehe § 13B.III auf S. 162 f.

⁷⁹¹ Siehe § 13B.III auf S. 162.

A. Zweckmäßigkeit der Übertragung

Nachfolgend wird das Design der 5. Phase brasilianischer Auktionen als Untersuchungsgegenstand für die Frage der Übertragbarkeit herangezogen. Auf der einen Seite wird der Technologiemarkt nicht vollständig von staatlichen Stellen vorgegeben und auf der anderen Seite wurde er erfolgreich eingesetzt, um möglichst flexibel mit schwankenden Teilnehmerzahlen umzugehen.⁷⁹²

Dabei nehmen in der 5. Phase sowohl konventionelle als auch Erneuerbare-Energien-Anlagen an denselben Ausschreibungen teil. Dieser Unterschied zum deutschen Ausschreibungsmodell verhindert die Übertragbarkeit der Erkenntnisse aus Brasilien auf das deutsche Modell nicht. Unabhängig von der eingesetzten Technologie verfolgt das Auktionsdesign die Zielsetzung, den vom Gesetzgeber vorgegebenen Technologiemarkt soweit wie möglich zu erreichen und dabei weder die Auktionspreise noch die Erreichung der Ausbauziele außer Acht zu lassen. Damit kommt das Design der 5. Phase den Anforderungen, die an die EEG-Ausschreibungen gestellt werden, am nächsten.

Das brasilianische Auktionsdesign enthält allerdings keine Regelungen wie beispielsweise eine Scoring Rule, die zur Steuerung des Technologiemarkts bei technologieoffenen Ausschreibungen eingesetzt werden können.⁷⁹³

Bei den brasilianischen Ausschreibungen ist hinsichtlich der Technologieoffenheit zwischen der Grundstruktur und der variablen Ausgestaltung der einzelnen Elemente zu unterscheiden. Die Grundstruktur des brasilianischen Systems liegt darin, Technologiegruppen zu bilden und das Ausschreibungsvolumen der Gruppen über den Verteilungsschlüssel zu definieren. Damit ist allerdings nichts über das Maß der Technologieoffenheit gesagt. Die Grundstruktur selbst trägt noch nicht zur Lösung der beschriebenen Probleme bei. Sie müsste aber trotzdem auf die EEG-Ausschreibungen übertragbar sein, um auch die flexiblen Elemente anwenden zu können. Daher legen die folgenden Abschnitte zuerst dar, dass die Übertragung der brasilianischen Grundstruktur keine zu große oder nachteilige Umstellung für das Auktionsdesign der EEG-Ausschreibungen darstellen würde [siehe I]. Daran schließt sich eine Analyse an, wie die Ausgestaltung der Technologiegrup-

⁷⁹² § 12C.VI.1 auf S. 130 ff.

⁷⁹³ Siehe zum brasilianischen Auktionsdesign in diesem Punkt unter § 12B.II.2 auf S. 78 f. Ohne auf Vorgaben im brasilianischen Auktionsdesign rekurren zu können, würde die Analyse geeigneter Regelungen zur Steuerung des Technologiemarkts für die EEG-Ausschreibungen den Rahmen dieser Arbeit übersteigen. Siehe zu den theoretischen Grundlagen von Scoring Auctions: *Che*, RAND J. Econ. 24 (1993), 668; *Asker/Cantillon*, RAND J. Econ. 39 (2008), 69. Zur Anwendung in Energieauktionen siehe: *Haufe*, Auctions for Renewable Energy Support, 2018, S. 101; *Kreiss et al.*, Technology-neutral and Discriminatory Auctions, 2017, S. 12; *Ciaccia*, et al., Energy Policy 38 (2010), 1734; *Steinhilber/Soysal*, Secondary objectives in auctions, 2016.

pen im deutschen Modell aussehen könnte [siehe II]. Den Kern der Untersuchung bildet die Analyse der einzelnen Bestandteile des Verteilungsschlüssels. Diese zeigt, dass Elemente des Verteilungsschlüssels zweckmäßige Lösungen für den Reformbedarf der EEG-Ausschreibungen anbieten [siehe III.2 und III.3], andere Elemente des Verteilungsschlüssels hingegen würden keinen Vorteil für die deutschen Ausschreibungen mit sich bringen [siehe III.1]. Auch die Geheimhaltungsvorschriften des brasilianischen Systems sollten nicht übertragen werden [siehe IV]. Auf der Grundlage dieser Analyse wird ein konkreter Regelungsvorschlag für die EEG-Ausschreibungen entworfen [siehe V].

I. Vereinbarkeit der brasilianischen Grundstruktur mit der Systematik des EEG 2017

Die Grundstruktur des brasilianischen Modells besteht in der Bildung von Technologiegruppen und der Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf die Gruppen anhand eines Verteilungsschlüssels nach Abgabe der Gebote.⁷⁹⁴ Auf den ersten Blick scheint diese Grundstruktur weit von den in Deutschland durchgeführten separaten technologiespezifischen Ausschreibungen entfernt zu sein. Denn es werden dort keine Gruppen gebildet und die Ausschreibungsvolumina stehen vor der Versteigerung fest.

Wie groß der Unterschied zwischen diesen beiden Grundstrukturen jedoch tatsächlich ist, hängt im Wesentlichen von der Bildung der Technologiegruppen sowie der Ausgestaltung des Verteilungsschlüssels ab. In der 5. Phase der Auktionen in Brasilien bestanden die Technologiegruppen zumeist nur aus einer Technologie und waren damit praktisch technologiespezifisch. Zudem kann der Verteilungsschlüssel so ausgestaltet werden, dass Ausschreibungsvolumina festgelegt werden, die nur als ultimaratio bei zu geringer Beteiligung reduziert und gegebenenfalls umverteilt werden. Ferner ist das brasilianische Modell auch mit dem in Deutschland angewandten sealed-bid-Verfahren durchführbar, da alle Informationen, die für den Verteilungsschlüssel relevant sind, bereits im ersten Gebot enthalten sind. Der wesentliche Unterschied bei der Grundstruktur besteht darin, dass die Ausschreibungen für die verschiedenen Technologien zur selben Zeit stattfinden müssen.

Daraus folgt, dass die für eine Übertragung einzelner Elemente des brasilianischen Auktionsdesigns erforderlichen Anpassungen an der Grundstruktur der EEG-Ausschreibungen nicht sehr groß wären. Es müssten lediglich die Zeitpunkte

⁷⁹⁴ Zur grundsätzlichen Vergleichbarkeit der beiden Ausschreibungsmodelle siehe unter § 8A auf S. 44.

der EEG-Ausschreibungen für verschiedene Technologien synchronisiert werden. Daher ist die Frage, ob sich die Regelungen des brasilianischen Auktionsdesigns in die EEG-Ausschreibungen übernehmen lassen, keine Frage der Kompatibilität der verschiedenen Grundstrukturen, sondern der einzelnen Elemente der spezifischen Ausgestaltung der Technologiegruppen und des Verteilungsschlüssels.

II. Ausgestaltung von Technologiegruppen im EEG 2017

Die Ausgestaltung der Technologiegruppen ist ausschlaggebend für das Maß an Technologieoffenheit im brasilianischen Modell. Desto mehr Technologien innerhalb einer Gruppe versteigert werden, umso größer ist der Effekt der statischen Kosteneffizienz. Bei einer ausdifferenzierteren Gestaltung der Technologiegruppen hingegen bestehen mehr Einflussmöglichkeiten auf den Technologiemarkt. In der 5. Phase in Brasilien sind fast ausschließlich technologiespezifische Gruppen gebildet worden (Wasserkraft, Verbrennungskraftwerke, Windkraft und Solarenergie). Diese Ausgestaltung der Gruppen muss allerdings nicht übernommen werden. Für die Verteilung der Ausschreibungsvolumina anhand des Verteilungsschlüssels reicht es aus, zumindest zwei Technologiegruppen zu bilden. Alles Weitere hängt von den Präferenzen des Auktionators ab.

Für die Bildung der Technologiegruppen käme es in Deutschland entscheidend darauf an, inwiefern zukünftig technologiespezifische Ausschreibungen mit dem Grundsatz der Technologieoffenheit des Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 vereinbar sind.⁷⁹⁵ Voraussichtlich werden zunächst die in der Richtlinie vorgesehenen Ausnahmegründe vorliegen.⁷⁹⁶ Daher könnte je eine Gruppe pro Technologie gebildet werden. Ergibt sich zukünftig jedoch aus den Anforderungen der EE-RL 2018 oder aus Zweckmäßigkeitserwägungen die Notwendigkeit, beispielsweise Wind- und Solarenergie gemeinsam zu versteigern, könnten die Technologiegruppen entsprechend angepasst werden. Hier zeigt sich der Vorteil der flexiblen Anpassungsfähigkeit der Grundstruktur der brasilianischen Auktionen.

III. Übertragbarkeit einzelner Elemente des Verteilungsschlüssels

Die Stärken des brasilianischen Systems liegen neben der Flexibilität bei der Definition der Technologiegruppen vor allem in der Steuerung des Technologiemarkts über den Verteilungsschlüssel, welcher automatisch auf verschiedene Marktsituationen reagieren kann. Der Verteilungsschlüssel der 5. Phase besteht aus drei Elementen.

⁷⁹⁵ Siehe unter § 13B.III auf S. 162 ff.

⁷⁹⁶ § 13B.II.3 auf S. 162.

1. Verteilung nach Angebot und Mindestanteil

Das erste Element des Schlüssels regelt die vorläufige Aufteilung der ausgeschriebenen Leistung auf die Technologiegruppen.⁷⁹⁷ Die Aufteilung ist vorläufig, da über die beiden in den folgenden Abschnitten beschriebenen Elemente des Verteilungsschlüssels noch eine weitere Umverteilung stattfinden kann. Die Formel 1 entspricht dabei dem Teil des brasilianischen Verteilungsschlüssels, der für die Festlegung des vorläufigen Ausschreibungsvolumens der Technologiegruppen verantwortlich ist.

Formel 1 – Verteilung nach „Angebot und Mindestanteil“

Quelle: Eigene Ausarbeitung auf Basis des Verteilungsschlüssels der Auktion Nr. 40.

Vorl. Vol_1 $= \text{Vol}_{\text{Gesamt}} * \max\left(\frac{\text{Angebot}_1}{\text{Angebot}_{\text{Gesamt}}}; \text{Min}_1\right)$	<p>Vorl.Vol_{1,2,3} – Vorläufiges Ausschreibungsvolumen Technologiegruppe 1,2,3 in MW</p> <p>Vol_{Gesamt} – Gesamt Ausschreibungsvolumen in MW</p>
Vorl. Vol_2 $= \text{Vol}_{\text{Gesamt}} * \max\left(\frac{\text{Angebot}_2}{\text{Angebot}_{\text{Gesamt}}}; \text{Min}_2\right)$	<p>Angebot_{1,2,3} – Summe der abgegeben Gebote für Technologiegruppe 1,2,3 in MW</p>
Vorl. Vol_3 $= \text{Vol}_{\text{Gesamt}} * \max\left(\frac{\text{Angebot}_3}{\text{Angebot}_{\text{Gesamt}}}; \text{Min}_3\right)$	<p>Angebot_{Gesamt} – Summe der abgegebene Gebote für alle Technologiegruppen in MW</p> <p>Min_{1,2,3} – Mindestanteil für Technologiegruppe 1,2,3 in %</p>

Jeder Gruppe wird ein Mindestanteil in % am insgesamt ausgeschriebenen Volumen zugeteilt (siehe „Min₁“). Zudem wird für jede Gruppe der Anteil an den abgegebenen Geboten in MW berechnet (siehe „ $\frac{\text{Angebot}_1}{\text{Angebot}_{\text{Gesamt}}}$ “). Die Formel enthält eine Maximalfunktion, sodass sich der größere von beiden Werten durchsetzt und mit dem insgesamt ausgeschriebenen Volumen multipliziert wird. Zur Vereinfachung wird dieses Element des Verteilungsschlüssels nachfolgend als Verteilung nach „Angebot und Mindestanteil“ bezeichnet.

Durch die Anwendung der Verteilung nach „Angebot und Mindestanteil“ haben sowohl die Marktverhältnisse als auch der Auktionator Einfluss auf den Technologiemix. Wie groß der Einfluss des Auktionators auf den Technologiemix ist, hängt im Wesentlichen davon ab, in welchem Umfang Mindestanteile vorgegeben

⁷⁹⁷ Siehe zur gesamten Formel Datenblatt der Auktion Nr. 40 in Annex I.

werden. Beträgt die Summe der Mindestanteile 100 %, bestimmt der Auktionator den Technologiemix allein. Wird aber beispielsweise drei Gruppen ein Mindestanteil von jeweils nur 10 % zugesichert, hängt die Verteilung im Wesentlichen von der Aufteilung der abgegebenen Gebote ab.

Dabei handelt es sich um ein Instrument zur Steuerung des Technologiemix, das sich sowohl von komplett technologieoffenen als auch von technologiespezifischen Auktionen unterscheidet. Denn anders als technologieoffene Ausschreibungen stellt es nicht auf den Gebotspreis ab. Es belässt die Bestimmung des Technologiemix jedoch auch nicht in der Hand des Auktionators, wie es bei technologiespezifischen Auktionen der Fall ist. Es stellt sich die Frage, worin der Vorteil dieser Regelung besteht, wenn weder die Kosteneffizienz technologieoffener Ausschreibungen noch die Steuerungsmöglichkeit technologiespezifischer Ausschreibungen gegeben sind.

Der Vorteil der Regelung kommt dann zum Tragen, wenn der Auktionator Einfluss auf den Technologiemix nehmen will, jedoch im Vorfeld der Auktion nicht abschätzbar ist, ob bei allen Technologien ein ausreichendes Angebot bestehen wird, um den gewünschten Technologiemix zu erreichen. Der Auktionator kann seine Vorstellung des optimalen Technologiemix in den Mindestanteilen hinterlegen und überlässt die weitere Verteilung dem Markt. Dabei ist das Entscheidungskriterium nicht der Preis, sondern der Umfang der abgegebenen Gebote ist. Dadurch wird dort viel Leistung versteigert, wo auch ein entsprechendes Angebot besteht.

Das könnte in zweifacher Hinsicht für die Einführung dieses Elements bei den EEG-Ausschreibungen sprechen. Zum einen könnte es ein zweckmäßiger Weg sein, um bei Windkraft- und Biomasseausschreibungen für ein ausreichendes Konkurrenzniveau zu sorgen [siehe a)]. Zum anderen könnte eine teilweise Übertragung der Verteilungsentscheidung auf den Markt ein wettbewerblicheres Verfahren im Sinne der EE-RL 2018 darstellen [siehe b)].

a) Sicherung des Konkurrenznieaus und Verhinderung eines Leerlaufens der Ausschreibungen

Bei den EEG-Ausschreibungen bestand sowohl bei der Windkraft an Land als auch bei der Biomasse nicht ausreichend Angebot, um die ausgeschriebene Leistung zu erreichen. Zumindest bei der Windkraft an Land hat der fehlende Konkurrenzdruck dazu geführt, dass die Auktionsteilnehmer ihre Gebote am zulässigen Höchstpreis und nicht an den tatsächlichen Stromentstehungskosten orientiert haben. Es ist also grundsätzlich denkbar, dass die Bildung von Technologie-

gruppen und die Verteilung nach „Angebot und Mindestanteil“ auch für die EEG-Ausschreibungen von Vorteil wären.

Der Nachteil der Regelung besteht jedoch darin, dass die positiven Effekte nur dann eintreten, wenn der Auktionator die Mindestanteile annähernd richtig bemisst. Setzt er sie zu hoch an, haben die Marktverhältnisse kaum noch Einfluss auf den Technologiemarkt. Setzt er die Mindestanteile hingegen zu niedrig an, überlässt er den Technologiemarkt im Wesentlichen der Menge des Angebots auf dem Markt. Die Erfahrung in Brasilien hat gezeigt, dass das nicht unbedingt zu effizienten Auktionsergebnissen führt. Insbesondere wenn für alle Technologiegruppen ausreichend Angebot besteht, ist diese Art der Verteilung nicht zielführend.⁷⁹⁸ Das bedeutet, dass der Auktionator die Teilnahme an der Auktion in gewissem Maße doch vorher abschätzen muss, um dieses Element des Verteilungsschlüssels zweckmäßig einzusetzen. Insgesamt ist die Steuerung des Konkurrenznieaus verglichen mit dem im nachfolgenden Abschnitt 2 beschriebenen Element des Verteilungsschlüssels relativ ungenau. Und auch das Leerlaufen der Ausschreibungen lässt sich mit dem in Abschnitt 3 beschriebenen Mechanismus zielgerichteter verhindern.

Der eigentliche Wert der Verteilung über „Angebot und Mindestanteil“ besteht darin, dass es die in Brasilien vorgesehene Geheimhaltung der Ausschreibungsvolumina zur Verhinderung von Wettbewerbsabsprachen ermöglicht. Dies ist jedoch keine der zentralen Zielsetzungen⁷⁹⁹ der EEG-Ausschreibungen. Denn weder in der Literatur noch in der Rechtsprechung treten wettbewerbswidrige Absprachen im Rahmen der EEG-Ausschreibungen als relevanter Faktor in Erscheinung.⁸⁰⁰ Es ist daher im Gegensatz zum brasilianischen Auktionsmodell nicht erforderlich, wettbewerbswidrige Absprachen mit dem Auktionsdesign zu verhindern. Insofern unterscheidet sich der tatsächliche und normative Kontext der Ausschreibungsmodelle.

Ist also lediglich die Herstellung eines ausreichenden Konkurrenznieaus die Zielsetzung, muss keine Verteilung nach „Angebot und Mindestanteil“ erfolgen. Hierfür sind die in den nachfolgenden Abschnitten Nr. 2 und Nr. 3 beschriebenen Mechanismen geeigneter.

⁷⁹⁸ Siehe hierzu im Detail unter § 12C.IV.2.a) auf S. 108.

⁷⁹⁹ Siehe unter § 8B auf S. 46.

⁸⁰⁰ Siehe dazu und zu den anwendbaren kartellrechtlichen Grundsätzen im Detail: *Abel*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, Kartellrechtliche Aspekte erneuerbarer Energien Rn. 20 ff. Insofern scheint § 34 Nr. 1 lit. b) EEG 2017, der einen Ausschluss von Bietern im Fall von Absprachen über Gebotswerte ermöglicht, als ausreichend.

b) Wettbewerblicher Verteilungsmodus gemäß Art. 4 RL (EU) 2018/2001

Die Verteilung nach „Angebot und Mindestanteil“ könnte vor dem Hintergrund der Anforderungen des Art. 4 EE-RL 2018 eine geeignete - weil möglicherweise wettbewerbslichere - Alternative zu technologiespezifischen Ausschreibungen darstellen. Die hierfür zu beantwortende Frage ist, ob der Verteilungsmodus „Angebot und Mindestanteil“ eher dem Leitbild des Art. 4 EE-RL 2018 entspricht als die technologiespezifischen EEG-Ausschreibungen. Reicht es dafür schon aus, dass nicht mehr allein der Staat die Zuweisung vornimmt, sondern auch das Verhalten der Marktteilnehmer mitentscheidend ist?

Gemäß Art. 4 Abs. 2 EE-RL 2018 soll eine marktbasierende und marktorientierte Integration der erneuerbaren Energien in den Elektrizitätsmarkt erfolgen, wobei unnötige Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden sind. Dadurch soll ausweislich des Erwägungsgrundes (19) der EE-RL 2018 erreicht werden, dass die Gesamtsystemkosten für die Umstellung der Energieversorgung aus erneuerbaren Quellen auf ein Minimum begrenzt werden. Diese Zielsetzung könne durch Ausschreibungsverfahren auf wettbewerbsorientierten Märkten besonders wirksam erreicht werden.

Die Verteilung nach „Angebot und Mindestanteil“ könnte als Marktinstrument bezeichnet werden, da das Verhalten der Marktteilnehmer mitentscheidend ist. Es wird jedoch nicht auf die Höhe, sondern den Umfang der abgegebenen Gebote in MW abgestellt. Es ist also durchaus möglich, dass eine teurere Technologie von diesem Verteilungsmodus profitiert, wenn für sie viele Gebote abgegeben werden. Es handelt sich deshalb nicht um ein Instrument, das im Sinne des Art. 4 Abs. 2 RL-EE2018 auf wettbewerbsorientierten Märkten für niedrige Auktionspreise sorgt.

Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass die Verteilung per „Angebot und Mindestanteil“ kein Verfahren ist, das besser den Anforderungen des Binnenmarktes entspricht als technologiespezifische Ausschreibungen. Weiterhin ist es zur Herstellung eines ausreichenden Konkurrenznieaus innerhalb der Gruppen nicht ideal geeignet. Deshalb sollte es keine Anwendung in den EEG-Ausschreibungen finden.

2. Sicherheitsmechanismus zur Gewährleistung des Wettbewerbsnieaus

Das zweite Element des Verteilungsschlüssels ist der Sicherheitsmechanismus zur Gewährleistung eines ausreichenden Konkurrenznieaus. Im brasilianischen Modell kommt dieser im Anschluss an die vorläufige Aufteilung zum Einsatz. Wie

sogleich näher erläutert wird, lässt sich der Sicherheitsmechanismus aber auch eigenständig anwenden.

In Brasilien enthält der Verteilungsschlüssel mehrere Elemente innerhalb einer Formel. Der Sicherheitsmechanismus ist eines dieser Elemente. Die nachfolgend entwickelte Formel 2 entspricht dabei dem Teil des Verteilungsschlüssels, der die Funktion hat, das Ausschreibungsvolumen automatisch zu begrenzen, wenn nicht ausreichend Gebote abgegeben werden.

Sie besteht aus einer Minimalfunktion, bei der der kleinere von zwei Werten für das Ausschreibungsvolumen einer Technologiegruppe entscheidend ist. Die Werte sind durch das Semikolon innerhalb der Klammer getrennt. Der erste Wert „Vorl.Vol_{1,2,3}“ ist das vorläufige Ausschreibungsvolumen der Technologiegruppe, das vom Auktionator vor der Auktion in MW festgelegt werden kann. Der zweite Wert „Angebot_{1,2,3} / KF“ ist der Quotient aus der angebotenen Leistung der Gruppe und dem Konkurrenzfaktor.

Der Konkurrenzfaktor ist ein Wert größer eins. Ergibt dieser Quotient einen kleineren Wert als das vorläufige Ausschreibungsvolumen, wird das Ausschreibungsvolumen der Gruppe automatisch limitiert. Über die Höhe des Konkurrenzfaktors kann der Auktionator damit das minimale Konkurrenzniveau exakt bestimmen. Ist dieses Konkurrenzniveau jedoch erreicht, übt der Sicherheitsmechanismus keinen Einfluss mehr auf das Ausschreibungsvolumen der Gruppe aus. Dann ist allein das vorläufige Ausschreibungsvolumen der Gruppe entscheidend.

Der Sicherheitsmechanismus kann unabhängig davon, wie das vorläufige Ausschreibungsvolumen der Gruppe („Vorl.Vol₁“) berechnet wird, zum Einsatz kommen. Er könnte ohne die Bildung von Technologiegruppen sogar bei rein technologiespezifischen Ausschreibungen verwendet werden.

Formel 2 – Separate Darstellung des Sicherheitsmechanismus.

Quelle: Eigene Ausarbeitung auf Basis des Verteilungsschlüssels der Auktion Nr. 40.

$Vol_1 = \min \left(Vorl.Vol_1; \frac{Angebot_1}{KF} \right)$	Vol _{1,2,3} – Ausschreibungsvolumen Technologiegruppe 1 in MW
$Vol_2 = \min \left(Vorl.Vol_2; \frac{Angebot_2}{KF} \right)$	Vorl.Vol _{1,2,3} – Vorläufiges Ausschreibungsvolumen der Technologiegruppe 1 in MW
$Vol_3 = \min \left(Vorl.Vol_3; \frac{Angebot_3}{KF} \right)$	Angebot _{1,2,3} – Summe der abgegebenen Gebote für Technologiegruppe 1 in MW KF – Konkurrenzfaktor (KF > 1)

Im Ergebnis führt die Anwendung des Sicherheitsmechanismus dazu, dass nicht alle Auktionsteilnehmer, die ein Angebot abgeben, auch einen Zuschlag erhalten. Folglich können diese auch bei geringer Teilnehmerzahl nicht darauf spekulieren, dass es ausreicht, den zulässigen Höchstpreis zu bieten, um einen Zuschlag zu erhalten. Dadurch entsteht zwangsläufig ein Wettbewerbsdruck.

Damit würde eines der zentralen Probleme der EEG-Ausschreibungen für Windkraft an Land gelöst. Denn bei den Ausschreibungen der Biomasse sowie seit 2018 auch bei den Ausschreibungen für Wind hat jeder, der ein zulässiges Gebot abgab, einen Zuschlag erhalten. Damit verlieren die Ausschreibungen ihren wettbewerblichen Charakter. Das ist zum einen unionsrechtswidrig⁸⁰¹ und zum anderen birgt es die Gefahr unangemessen hoher Auktionspreise⁸⁰². Der Sicherheitsmechanismus ist folglich eine geeignete Regelung, um den unionsrechtlichen Anforderungen an den wettbewerblichen Charakter der Ausschreibungen zu erfüllen.⁸⁰³

Zudem könnte der Sicherheitsmechanismus auch bei technologiespezifischen Auktionen angewandt werden. Eine Umstellung der Grundstruktur der EEG-Ausschreibungen ist nicht erforderlich, wenn er ohne die im folgenden Abschnitt beschriebene Umverteilung unter den Technologiegruppen eingesetzt werden soll.

Dadurch würde allerdings die Gefahr bestehen, dass weniger Zuschlüsse erteilt werden als grundsätzlich möglich. Das hätte negative Folgen für das Erreichen der Ausbauziele. Daher sollte neben der Einführung des Sicherheitsmechanismus auch die nachfolgend beschriebene Umverteilung zwischen den Technologiegruppen durchgeführt werden. Die Berechnung anhand eines konkreten Beispiels (siehe Tabelle 3 auf S. 206) zeigt, dass der negative Effekt auf den Gesamtausbau dann von geringer Relevanz ist.

In Brasilien wird dieser Mechanismus seit der 1. Phase der Auktionen durchgängig mit Erfolg angewandt. Bisher gab es keine Probleme bei seiner Anwendung. Die Höhe des Konkurrenzfaktors wird jedoch wie die anderen Teile des Verteilungsschlüssels geheim gehalten. Daher lassen sich diesbezüglich keine konkreten Erkenntnisse ableiten. Auch in der Literatur finden kaum konkrete Zahlen, um

⁸⁰¹ Siehe § 13B.II.3 auf S. 162.

⁸⁰² § 14A.II auf S. 175.

⁸⁰³ Siehe zu einer zweckmäßigen Ausgestaltung des Sicherheitsmechanismus für die EEG-Ausschreibungen unter § 15A.V auf S. 201 ff.

wie viel eine Auktion überzeichnet sein muss, damit ein ausreichender Wettbewerbsdruck entsteht.⁸⁰⁴

3. Umverteilung nach Eingreifen des Sicherheitsmechanismus

Das dritte Element des Verteilungsschlüssels greift ein, wenn aufgrund des Sicherheitsmechanismus in einer oder mehreren Gruppen weniger Leistung versteigert wurde als ursprünglich vorgesehen. Die dadurch frei werdende Leistung wird auf die Gruppen umverteilt, bei denen der Sicherheitsmechanismus nicht zu Einsatz kam.

Diese Umverteilung vorzunehmen setzt zwei Dinge voraus. Erstens muss der oben beschriebene Sicherheitsmechanismus zum Einsatz kommen und zweitens müssen mehrere Technologiegruppen gleichzeitig an der Ausschreibung teilnehmen. Der Auktionator muss also bereit sein, den Einfluss auf den Technologiemarkt insoweit aufzugeben, als dass eine Verschiebung der Ausschreibungsvolumina von einer Gruppe zur anderen stattfindet. Da jedoch nur die Leistung umverteilt wird, die ohnehin aufgrund der fehlenden Teilnahme nicht hätte versteigert werden können, ist der Verlust der Steuerungsmöglichkeit gering.

Die Umverteilung orientiert sich in Brasilien am Ergebnis der jeweiligen Gruppe bei der Verteilung des vorläufigen Ausschreibungsvolumens anhand des Modus „Angebot und Mindestanteil“.⁸⁰⁵ Damit stellt das brasilianische Auktionsdesign auf eine Kombination aus der Menge der abgegebenen Gebote pro Gruppe und dem behördlich festgelegten Mindestanteil ab. Dieses Verteilungskriterium muss aber nicht übernommen werden. Das gilt insbesondere, wenn das Element „Angebot und Mindestanteil“ nicht genutzt wird, um das vorläufige Ausschreibungsvolumen zu bestimmen. Denkbar ist es hier auch alleine auf die Verteilung der abgegebenen Gebote pro Technologiegruppe abzustellen. Damit würde man sicherstellen, dass dort die überschüssige Leistung versteigert wird, wo auch ein ausreichendes Konkurrenzniveau besteht. Das gesamte Potenzial des Erneuerbare-Energien-Marktes würde somit zur Erreichung der Ausbauziele ausgenutzt. Gibt es hingegen mehrere Gruppen, die ohne Probleme die überschüssige Leistung abdecken könnten, wäre es auch denkbar, auf den durchschnittlichen Preis der abgegebenen Gebote abzustellen.

Der primäre Vorteil dieses Elements des Verteilungsschlüssels ist die Gewährleistung, dass die anvisierten Ausbauziele erreicht werden, sofern im gesamten Erneuerbare-Energien-Markt ein ausreichendes Angebot besteht. Darüber hinaus

⁸⁰⁴ Siehe dazu näher unter § 15A.V auf S. 202 f.

⁸⁰⁵ Siehe dazu oben unter § 15A.III.1 auf S. 192.

kann mit dem Kriterium der Umverteilung dafür gesorgt werden, dass dort viel Leistung versteigert wird, wo auch ein entsprechendes Angebot besteht. Dadurch wird das Konkurrenzniveau über das mit dem Sicherheitsmechanismus bereits garantierte Maß hinaus erhöht.

In Brasilien hat die Umverteilung der aufgrund des Sicherheitsmechanismus nicht bezuschlagten Leistung in der 5. Phase ohne Probleme funktioniert.⁸⁰⁶ Da für die Festsetzung des vorläufigen Ausschreibungsvolumens sowie für die Umverteilung dasselbe Kriterium benutzt wurden und auch hier die Parameter des Verteilungsschlüssels geheim geblieben sind, lässt sich nicht genau untersuchen, wie groß der Anteil der Umverteilung am Technologiemarkt gewesen ist. In jedem Fall wurden die Zielsetzungen hinsichtlich der Steuerung des Technologiemarkts erfüllt.

Mit der Einführung dieses Mechanismus könnten sich auch Vorteile für die EEG-Ausschreibungen ergeben. In der Vergangenheit kam es bei den Ausschreibungen für Windkraft an Land sowie Biomasse dazu, dass das angestrebte Volumen nicht erreicht wurde. Bisher sieht das EEG 2017 vor, dass die nicht bezuschlagten Volumina bei späteren Ausschreibungen derselben Technologie vergeben werden. Dieser Schritt hilft jedoch nicht weiter, wenn in den darauffolgenden Ausschreibungen für dieselbe Technologie ebenfalls nicht ausreichend Gebote abgegeben werden. In der Praxis hat sich sowohl in Brasilien als auch in Deutschland gezeigt, dass mangelnde Teilnahme für eine Technologie typischerweise ein sich fortsetzendes Problem ist, das nicht singulär bei nur einer Ausschreibung auftaucht. Im EEG 2017 wurde daher dazu übergegangen, die nicht bezuschlagte Menge bei Windkraft an Land erst drei Jahre später den Ausschreibungsvolumina aufzuschlagen.⁸⁰⁷ Das EEG 2017 gewährleistet in seiner aktuellen Form nicht die Erreichung der ausgeschriebenen Volumina.

Daher wäre die Einführung eines Umverteilungsmodus nach Eingreifen des Sicherheitsmechanismus ein geeignetes Instrument, um den in § 4 EEG 2017 festgelegten Ausbaupfad so weit wie möglich zu erreichen. Die Einschränkung der Steuerungsmöglichkeiten ist als gering einzustufen, da nur die Leistung umverteilt wird, die ohnehin nicht bezuschlagt worden wäre. Ergäbe sich daraus trotzdem ein Ungleichgewicht im Technologiemarkt, könnte zudem bei der Festlegung des vorläufigen Ausschreibungsvolumens der folgenden Ausschreibungen reagiert werden.

⁸⁰⁶ Siehe hierzu unter § 12C.VI.1.a) auf S. 131.

⁸⁰⁷ Siehe § 28 Abs. 1a S. 2 EEG 2017.

IV. Geheimhaltung des Verteilungsschlüssels

Die wesentlichen Elemente des Verteilungsschlüssels bleiben in Brasilien vor und nach der Auktion geheim. Es wird weder bekannt gegeben, wie groß das anvisierte Ausschreibungsvolumen ist noch wie hoch die Mindestanteile der Gruppen sind noch wie viele Gebote für die jeweiligen Gruppen abgegeben wurden. Der Grund für diese strenge Geheimhaltung ist die Furcht vor Wettbewerbsabsprachen [Interviews: s,u]. Es soll verhindert werden, dass die Auktionsteilnehmer im Vorfeld der Auktion wissen oder abschätzen können, wie viel Strom in der jeweiligen Technologiegruppe versteigert wird. Diese Furcht mag sich auch daraus ergeben, dass in Brasilien auch große Verbrennungskraftwerke teilnehmen und hier der Markt wesentlich weniger diversifiziert ist [Interview: u]. Zudem sorgt die Ausgestaltung des brasilianischen Strommarktes dafür, dass das Ausschreibungsvolumen vom jährlich gemeldeten Bedarf der Stromversorgungsunternehmen abhängt und nicht vom Energieministerium vorgegeben wird. Daher ist es von staatlicher Seite nicht möglich, die zukünftigen Ausschreibungsvolumina bereits mit einem längeren Vorlauf bekannt zu geben. Die durch die Geheimhaltungsvorschriften verursachte geringe Planungssicherheit wird von den Marktteilnehmern in Brasilien jedoch nicht als grundlegendes Problem wahrgenommen.⁸⁰⁸

Die Beurteilung, welchen Stellenwert die Planungssicherheit beim Ausbau der einzelnen Technologien hat, würde in Deutschland voraussichtlich anders ausfallen. Dies zeigt sich am Beispiel des überraschenden Erfolges der Bürgerenergiegesellschaften bei den ersten drei Ausschreibungen für Windkraft an Land.⁸⁰⁹ Den Bürgerenergiegesellschaften wurde eine um 24 Monate verlängerte Realisierungsfrist gewährt. Die bezuschlagten Anlagen können folglich später errichtet werden, als von den Marktteilnehmern zunächst angenommen. Das führt in den Jahren 2019 und 2020 voraussichtlich zu verringerten Ausbautzahlen. Dies wird in Deutschland bereits als industriepolitischer Fadenriss mit unabsehbaren Folgen für Projektentwickler, Zulieferer und Hersteller bewertet.⁸¹⁰ Dementsprechend würde eine generelle Geheimhaltung der ausgeschriebenen Leistung von den Marktteilnehmern in Deutschland voraussichtlich als grundlegendes Problem wahrgenommen werden.

Zudem ist die Verhinderung von Wettbewerbsabsprachen in Deutschland bisher nicht als Problemstellung im Rahmen der EEG-Ausschreibungen diskutiert wor-

⁸⁰⁸ Siehe unter § 12D.II auf S. 142 f.

⁸⁰⁹ Siehe hierzu unter § 19B auf S. 283.

⁸¹⁰ Diese Einschätzung teilen sowohl für das BMWi, EEG-Erfahrungsbericht, 2018, S. 14 als auch der Bundesverband WindEnergie: Pressemitteilung: Bundesverband WindEnergie e.V. vom 28.08.2018.

den. Dementsprechend gibt es auch keine Geheimhaltung der ausgeschriebenen Leistung. Das brasilianische Modell, wie es oben dargestellt wurde, funktioniert jedoch auch ohne die Geheimhaltung. Alle wesentlichen Parameter des Verteilungsschlüssels können vorher bekannt gegeben werden.⁸¹¹ Die Summe der abgegebenen Gebote könnte, wie bisher auch, von der BNetzA nach der Auktion veröffentlicht werden.

V. Entwurf eines Verteilungsschlüssels für zukünftige EEG-Ausschreibungen

Sowohl das deutsche Ausschreibungsmodell als auch das brasilianische Auktionsmodell haben mit schwankender und schlussendlich nicht ausreichender Teilnahme zu kämpfen. In Brasilien wurde ein Verteilungsschlüssel entwickelt, um mit dieser Problemlage umzugehen. Die voranstehende Analyse hat gezeigt, dass insbesondere der Sicherheitsmechanismus und die darauf folgende Umverteilung auch für EEG-Ausschreibungen Vorteile mit sich bringen können. Die Festlegung der vorläufigen Ausschreibungsvolumina anhand eines geheimen Mindestanteils sowie dem Verhältnis der abgegebenen Gebote ist genau wie die Geheimhaltung der übrigen Parameter des Verteilungsschlüssels für das deutsche Ausschreibungsmodell nicht erforderlich bzw. zweckmäßig.⁸¹²

Auf der Grundlage der brasilianischen Erfahrungen stellt dieser Abschnitt ein Auktionsdesign vor, das nur die beiden Elemente des Verteilungsschlüssels beinhaltet, die für den Einsatz in den EEG-Ausschreibungen geeignet sind. Der Entwurf sieht drei Technologiegruppen für Windkraft an Land, Solarenergie und Biomasse vor (siehe Formel 3 auf S. 202).

Im Rahmen des Verteilungsschlüssels gibt der Auktionator das angestrebte Ausschreibungsvolumen pro Technologiegruppe in MW vor („*Ang. Vol. Technologie*“).⁸¹³ Im ersten Schritt überprüft der Verteilungsschlüssel, ob in jeder Gruppe ein ausreichendes Konkurrenzniveau für das angestrebte Ausschreibungsvolumen besteht.⁸¹⁴ Über den Konkurrenzfaktor („*KF*“) kann genau gesteuert werden, wie hoch das Konkurrenzniveau sein soll.

In der einschlägigen Literatur finden sich kaum Aussagen dazu, wie hoch der Konkurrenzfaktor gewählt werden sollte. Aus Gründen der Geheimhaltung ma-

⁸¹¹ Siehe hierzu die Untersuchung der einzelnen Elemente des brasilianischen Verteilungsschlüssels unter § 15A.III ab S. 192 ff.

⁸¹² Siehe unter § 15A.III.1 auf S. 192 und § 15A.IV auf S. 200.

⁸¹³ Siehe (1) bis (3) der Formel 3.

⁸¹⁴ Diese Überprüfung geschieht anhand die Minimalfunktion bei (1) bis (3). Der kleinere der beiden durch Semikolon getrennten Werte setzt sich durch.

chen auch die beteiligten Behörden keine Angaben zur Höhe des in Brasilien eingesetzten Konkurrenzfaktors. Einer der interviewten Experten von privatwirtschaftlicher Seite berichtete aus seiner früheren Tätigkeit bei einer der zuständigen Behörde. Er geht davon aus, dass der Wert über 5 % und deutlich unter 30 % liegen sollte [Interview: u]. Eine konkrete Zahl nennt nur *Rego*, der 4 % für den brasilianischen Strommarkt in den Raum stellt.⁸¹⁵

Entscheidend ist, dass der Konkurrenzfaktor dafür sorgt, dass auch bei geringen Teilnehmerzahlen nicht mehr jeder Bieter einen Zuschlag erhält. Umso mehr Bieter keinen Zuschlag erhalten, desto größer ist das Risiko für die Bieter den zulässigen Höchstpreis zu bieten und darauf zu spekulieren, damit einen Zuschlag zu erhalten. Wie viele Bieter keinen Zuschlag erhalten, hängt aber nicht nur von der Höhe des Konkurrenzfaktors ab, sondern auch von der Größe der Anlagen die teilnehmen [Interview: u]. In Brasilien nehmen manchmal sehr große Verbrennungskraftwerke teil, von denen jedes für sich bereits einen erheblichen Anteil des Ausschreibungsvolumens abdeckt. Um sicher zu stellen, dass eine Mehrzahl an Bietern keinen Zuschlag erhält, müsste hier ein höherer Konkurrenzfaktor gewählt werden gewählt werden, als wenn viele kleine Windkraftanlagen an der Ausschreibung teilnehmen. Andererseits sollte der Konkurrenzfaktor nicht höher gewählt werden als unbedingt erforderlich, da er durch die Umverteilung zu den anderen Technologiegruppen zu einer Abweichung vom gewünschten Technologiemix führt.

⁸¹⁵ *Rego*, Proposta de Aperfeiçoamento, 2012, S. 24.

2. Teil: Technologieoffenheit

Formel 3 – Entwurf eines Verteilungsschlüssels für zukünftige EEG-Ausschreibungen

$$(1) \text{Vorl. Vol.}_{Wind} = \min \left(\text{Ang. Vol.}_{Wind}; \frac{\text{Angebot}_{Wind}}{KF} \right)$$

$$(2) \text{Vorl. Vol.}_{Solar} = \min \left(\text{Ang. Vol.}_{Solar}; \frac{\text{Angebot}_{Solar}}{KF} \right)$$

$$(3) \text{Vorl. Vol.}_{Bio} = \min \left(\text{Ang. Vol.}_{Bio}; \frac{\text{Angebot}_{Bio}}{KF} \right)$$

$$(4) \text{Vol.}_{Wind} = \min \left(\text{Vorl. Vol.}_{Wind} + \ddot{U} * \frac{UF_{Wind}}{UF_{Gesamt}}; \frac{\text{Angebot}_{Wind}}{KF} \right)$$

$$(5) \text{Vol.}_{Solar} = \min \left(\text{Vorl. Vol.}_{Solar} + \ddot{U} * \frac{UF_{Solar}}{UF_{Gesamt}}; \frac{\text{Angebot}_{Solar}}{KF} \right)$$

$$(6) \text{Vol.}_{Bio} = \min \left(\text{Vorl. Vol.}_{Bio} + \ddot{U} * \frac{UF_{Bio}}{UF_{Gesamt}}; \frac{\text{Angebot}_{Bio}}{KF} \right)$$

$$(7) \ddot{U} = \text{Ang. Vol.}_{Wind} + \text{Ang. Vol.}_{Solar} + \text{Ang. Vol.}_{Bio} - \text{Vorl. Vol.}_{Wind} - \text{Vorl. Vol.}_{Solar} - \text{Vorl. Vol.}_{Bio}$$

$$(8) \begin{cases} \text{Wenn: } \text{Vorl. Vol.}_{Wind} > \frac{\text{Angebot}_{Wind}}{KF} \\ \text{Dann: } UF_{Wind} = \text{Angebot}_{Wind} \\ \text{Wenn nicht: } UF_{Wind} = 0 \end{cases}$$

$$(9) \begin{cases} \text{Wenn: } \text{Vorl. Vol.}_{Solar} > \frac{\text{Angebot}_{Solar}}{KF} \\ \text{Dann: } UF_{Solar} = \text{Angebot}_{Solar} \\ \text{Wenn nicht: } UF_{Solar} = 0 \end{cases}$$

$$(10) \begin{cases} \text{Wenn: } \text{Vorl. Vol.}_{Bio} > \frac{\text{Angebot}_{Bio}}{KF} \\ \text{Dann: } UF_{Bio} = \text{Angebot}_{Bio} \\ \text{Wenn nicht: } UF_{Bio} = 0 \end{cases}$$

$$(11) UF_{Gesamt} = UF_{Wind} + UF_{Solar} + UF_{Biom}$$

$$(12) KF = 1,05$$

Vorl.Vol._{Wind} – Vorläufiges Ausschreibungsvolumen Windkraft in MW
 Vorl.Vol._{Solar} – Vorläufiges Ausschreibungsvolumen Solarenergie in MW
 Vorl.Vol._{Bio} – Vorläufiges Ausschreibungsvolumen Biomasse in MW
 Ang.Vol._{Wind} – Angestrebtes Volumen Windkraft in MW
 Ang.Vol._{Solar} – Angestrebtes Volumen Solarenergie in MW
 Ang. Vol._{Bio} – Angestrebtes Volumen Biomasse in MW
 Angebot_{Wind} – Summe der zulässigen Gebote für Windkraft in MW

Angebot _{Solar} – Summe der zulässigen Gebote für Solarenergie in MW
Angebot _{Bio} – Summe der zulässigen Gebote für Biomasse in MW
KF – Konkurrenzfaktor
Vol. _{Wind} – Ausschreibungsvolumen Windkraft in MW
Vol. _{Solar} – Ausschreibungsvolumen Solarenergie in MW
Vol. _{Bio} – Ausschreibungsvolumen Biomasse in MW
Ü – Überschuss nach Anwendung des Sicherheitsmechanismus in MW
UF _{Wind} – Umverteilungsfaktor Windkraft in MW
UF _{Solar} – Umverteilungsfaktor Solarenergie in MW
UF _{Bio} – Umverteilungsfaktor Biomasse in MW
UF _{Gesamt} – Summe der Umverteilungsfaktoren in MW

Der vorliegende Entwurf sieht einen Wert von 1,05 vor. Das bedeutet, dass bei Auktionen mit zu geringer Beteiligung das Ausschreibungsvolumen um 5 % reduziert wird. Wendet man diesen Wert auf die EEG-Ausschreibungen aus den Jahren 2017 und 2018 an, hätten im Schnitt pro Auktion drei der abgegebenen Gebote keinen Zuschlag erhalten.⁸¹⁶ Der gewünschte Effekt, dass nicht mehr jedes Gebot einen Zuschlag erhält, wäre somit erreicht. Dieser Konkurrenzfaktor kann jedoch beliebig an die jeweiligen Marktverhältnisse angepasst werden.

Greift der Sicherheitsmechanismus ein, wird in den betroffenen Technologiegruppen weniger Leistung versteigert als ursprünglich geplant. Diese frei gewordene Leistung wird im zweiten Schritt auf die Technologiegruppen umverteilt, bei denen der Sicherheitsmechanismus nicht gegriffen hat; bei denen also ein ausreichendes Angebot besteht.⁸¹⁷ Um zu bestimmen, welche Gruppe wie viel der Leistung erhält, wird die Summe der abgegebenen Gebote aller Technologiegruppen, bei denen der Sicherheitsmechanismus nicht gegriffen hat, ins Verhältnis gesetzt. Die Gruppen, bei denen ein besonders großer Überschuss besteht, erhalten also auch mehr Leistung zugeteilt. Nach der Umverteilung wird erneut der Sicherheitsmechanismus angewandt, damit weiterhin ein ausreichendes Konkurrenzniveau in den Gruppen, die Volumen hinzugewonnen haben, besteht.⁸¹⁸

⁸¹⁶ Bei den EEG-Ausschreibungen 2017 und 2018, bei denen die Summe der Gebote kleiner als das Ausschreibungsvolumen war, lag die durchschnittlich bezuschlagte Kapazität bei 348 MW. Würde hier der Sicherheitsmechanismus greifen und 5 % der abgegebenen Gebote erhielten keinen Zuschlag, ergäbe das 17 MW pro Auktion. Da die durchschnittliche Zuschlagsgröße bei 4,9 MW lag, hätten drei Teilnehmer keinen Zuschlag erhalten. Siehe zu den Daten BNetzA, Beendete Ausschreibungen, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html, (letzter Abruf: 19.06.2019).

⁸¹⁷ Siehe (4) bis (6) der Formel 3.

⁸¹⁸ Diese Überprüfung geschieht über die Minimalfunktion bei (4) bis (6). Der kleinere der beiden durch Semikolon getrennten Werte setzt sich durch.

2. Teil: Technologieoffenheit

Im Einzelnen erfolgt die Umverteilung des zweiten Schritts über den Term „Vorl. Vol. + $\ddot{U} * \frac{UF_{Technologie}}{UF_{Gesamt}}$ “.⁸¹⁹ Dem vorläufigen Volumen wird ein Anteil an der überschüssigen Leistung („ \ddot{U} “)⁸²⁰ aufgeschlagen. Für die Gruppen, die zusätzliche Leistung erhalten sollen, entspricht $UF_{Technologie}$ der Summe der für diese Gruppe abgegebenen Gebote.⁸²¹ Durch die Division durch UF_{Gesamt} ,⁸²² erhalten sie entsprechend der für sie abgegebenen Gebote einen Anteil von der überschüssigen Leistung („ \ddot{U} “). Damit die Gruppen, bei denen der Sicherheitsmechanismus bereits im ersten Schritt gegriffen hat, keine weitere Leistung erhalten, ist der Wert $UF_{Technologie}$ für diese gleich Null.⁸²³ Dadurch erhalten sie keinen Anteil an der überschüssigen Leistung („ \ddot{U} “).

Dieser Schlüssel verteilt also die ausgeschriebene Leistung von den Gruppen, in denen zu wenig Angebot besteht auf die Gruppen, in denen genug Angebot besteht, automatisch um. Dabei wird gewährleistet, dass in allen Gruppen weiterhin ein ausreichendes Konkurrenzniveau besteht. Diese theoretische Funktionsweise lässt sich überprüfen, indem man die angestrebten Volumina und die tatsächlich abgegebenen Gebote bereits gelaufener EEG-Ausschreibungen in die Formel einsetzt und vergleicht, wie sich der Technologiemarkt verändert. Dieser Vergleich setzt voraus, dass zukünftig und auch bei geändertem Auktionsdesign in gleichem Umfang Gebote für die einzelnen Technologien abgegeben werden. Der Verteilungsschlüssel ändert nichts an der Vergütung für die Auktionsteilnehmer. Insbesondere entsteht keine direkte Konkurrenz zwischen den Technologien, die zu einer Verdrängung führen könnte. Deshalb ist nicht davon auszugehen, dass das geänderte Auktionsdesign zu einer erheblichen Änderung des Umfangs der abgegebenen Gebote pro Technologie führt.

In Tabelle 3 (siehe S. 206) ist das Ergebnis dieses Vergleichs für die letzten drei technologiespezifischen EEG-Ausschreibungen⁸²⁴ aufgeführt.⁸²⁵ Bei den tatsächlich durchgeführten Ausschreibungen sind aufgrund der fehlenden Teilnahme bei Windenergie an Land und bei Biomasse insgesamt 31 % weniger Leistung bezuschlagt worden als ausgeschrieben waren.⁸²⁶ Da bekannt war, dass in diesen

⁸¹⁹ Siehe (4) bis (6) der Formel 3.

⁸²⁰ Die überschüssige Leistung „ \ddot{U} “ entspricht der durch den Sicherheitsmechanismus frei gewordenen Leistung. Siehe (7) der Formel 3.

⁸²¹ Zusätzliche Leistung erhalten sollen die Gruppen, bei denen der Sicherheitsmechanismus im ersten Schritt nicht gegriffen hat. Siehe (8) bis (10) der Formel 3.

⁸²² UF_{Gesamt} entspricht der Summe aller $UF_{Technologie}$. Siehe (11) der Formel 3.

⁸²³ Siehe (8) bis (10) der Formel 3.

⁸²⁴ Es handelt sich um die Ausschreibung für Windkraft an Land vom 01.02.2019, für Solarenergie vom 01.02.2019 und für Biomasse vom 01.09.2018.

⁸²⁵ Die einzelnen Rechenschritte sind in Annex III auf S. lxxxviii aufgeführt.

⁸²⁶ Siehe Tabelle 3.

§ 15 Übertragbarkeit von Elementen des brasilianischen Auktionsdesigns auf die EEG-Ausschreibungen

Gruppen weniger Leistung angeboten als bezuschlagt wurde, bestand für die Bieter zudem kein Anreiz unterhalb des zulässigen Höchstpreises zu bieten.

Wendet man den Verteilungsschlüssel bei gleicher Menge an abgegebenen Geboten an, wird das Ausschreibungsvolumen für diese beiden Technologien so weit reduziert, dass auch in diesen Gruppen ein Wettbewerbsdruck entsteht. Die dadurch frei werdende Leistung wird von der Solarenergie übernommen. Da aber auch bei der Solarenergie kein unbegrenztes Angebot besteht, kann nicht die gesamte frei werdende Leistung auf sie übertragen werden. Im Ergebnis sorgt die Umverteilung aber trotzdem dafür, dass nur noch 15 % der ausgeschriebenen Leistung nicht bezuschlagt werden.⁸²⁷ Wendet man also den Verteilungsschlüssel auf die letzten drei technologiespezifischen EEG-Ausschreibungen an, würde dies den Wettbewerbsdruck innerhalb der Technologiegruppen erhöhen und gleichzeitig dafür sorgen, dass mehr Leistung bezuschlagt wird. Der Verteilungsschlüssel kann Auswirkungen auf die technologieübergreifenden durchschnittlichen Förderkosten haben. Der Preis der Technologie, die im Rahmen der Umverteilung Leistung von den anderen Technologien übernimmt, erhält mehr Einfluss auf die technologieübergreifenden Förderkosten. Da der durchschnittliche Zuschlagspreis der Solarenergie bei den herangezogenen Ausschreibungen niedriger lag (4,80 ct/kWh) als bei Windkraft an Land (6,11 ct/kWh) und als bei Biomasse (14,73 ct/kWh) würden die durchschnittlichen Förderkosten sinken.⁸²⁸

⁸²⁷ Siehe Tabelle 3.

⁸²⁸ Siehe BNetzA, Beendete Ausschreibungen, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html, (letzter Abruf: 19.06.2019).

2. Teil: Technologieoffenheit

Tabelle 3 – Vergleich zwischen originalem Auktionsdesign und Auktionsdesign mit dem Verteilungsschlüssel der Formel 3

Quelle: Eigene Auswertung der statistische Daten der BNetzA zu den beendeten Ausschreibungen; die Ergebnisse der Anwendung des Verteilungsschlüssels lassen sich im Annex II.

		Originales Auktionsdesign	Auktionsdesign mit Verteilungsschlüssel
Ausschreibung Windenergie an Land vom 01.02.2019	Ausgeschriebenes Volumen	700 MW	700 MW
	Summe der Gebote ⁸²⁹	476 MW	476 MW
	Bezuschlagtes Volumen	476 MW	453 MW
	Anteil am Technologiemix	65 %	47 %
Ausschreibung Solarenergie vom 01.02.2019	Ausgeschriebenes Volumen	175 MW	175 MW
	Summe der Gebote ⁸³⁰	459 MW	459 MW
	Bezuschlagtes Volumen	178 MW	437 MW
	Anteil am Technologiemix	24 %	45 %
Ausschreibung Biomasse vom 01.09.2018	Ausgeschriebenes Volumen	226 MW	226 MW
	Summe der Gebote ⁸³¹	77 MW	77 MW
	Bezuschlagtes Volumen	77 MW	73 MW
	Anteil am Technologiemix	11 %	8 %
Gesamtergebnis	Ausgeschriebenes Volumen insgesamt	1.101 MW	1.101 MW
	Bezuschlagtes Volumen	731 MW	963 MW
	Fehlende Leistung in %	34 %	15 %

⁸²⁹ Es handelt sich um die Summe der abgegebenen Gebote abzüglich der ausgeschlossenen Gebote.

⁸³⁰ Es handelt sich um die Summe der abgegebenen Gebote abzüglich der ausgeschlossenen Gebote.

⁸³¹ Es handelt sich um die Summe der abgegebenen Gebote abzüglich der ausgeschlossenen Gebote.

Gegen die Anwendung des Verteilungsschlüssels könnte sprechen, dass der Auktionator weniger Einfluss auf den Technologiemarkt hat. In der Tat unterscheidet sich der Technologiemarkt mit und ohne Anwendung des Verteilungsschlüssels in den relativen Zahlen deutlich. Ohne Anwendung des Verteilungsschlüssels wird mehr als doppelt so viel Windkraft bezuschlagt wie Solarenergie. Bei Anwendung des Verteilungsschlüssels liegen die beiden Technologien etwa gleich auf (Tabelle 3). Die absoluten Zahlen zeigen jedoch, dass dieser Unterschied fast ausschließlich auf das höhere Volumen der Solarenergie zurückgeht. Die Windenergie sowie die Biomasse verlieren nur so viel, wie erforderlich ist, um den Wettbewerbsdruck aufrecht zu erhalten. Es wird über den Verteilungsschlüssel nur die Leistung umverteilt, die ohnehin nicht hätte bezuschlagt werden können. Daher findet auch keine Verdrängung von Technologien oder Standorten statt. Im Ergebnis wird der angestrebte Technologiemarkt, soweit es möglich ist, erreicht.

Trotzdem wird im Ergebnis mehr Solarenergie bezuschlagt, als vom Auktionator geplant wurde. Dadurch können Netzausbaukosten entstehen. An dieser Stelle muss politisch entschieden werden, ob die Präferenz darauf liegt, den Ausbau der erneuerbaren Energien wie in der Zielsetzung des § 1 Abs. 2 EEG 2017 vorgesehen zu gewährleisten oder ob sie darauf liegt, keine zusätzlichen Systemintegrationskosten zu erzeugen, wenn als ultima-ratio eine Technologie für eine andere einspringt. Zudem erlangt der deutsche Gesetzgeber auch wieder die volle Hoheit über den Technologiemarkt, sobald er Umstände geschaffen hat, die es allen Technologien erlaubt, in ausreichendem Maß an den Ausschreibungen teilzunehmen. Insofern fällt es zumindest zum Teil in seinen Verantwortungsbereich, ob und wie stark der Verteilungsschlüssel eingreift.

Das konkrete Beispiel zeigt, dass mit der Anwendung eines Teils des in Brasilien eingesetzten Verteilungsschlüssels punktuell Probleme der EEG-Ausschreibungen behoben werden können. Die brasilianischen Regelungen bieten eine Lösung für den fehlenden Wettbewerbsdruck bei Windenergie an Land sowie für Biomasse und können ein Leerlaufen der Auktionen verhindern. Für diese Problemstellungen Lösungen zu finden ist fundamental wichtig, um die mit den Ausschreibungen verfolgten Zielsetzungen zu erreichen. Denn die Preisbildung durch den Markt sowie die genaue mengenmäßige Steuerung des Kapazitätswachses sind die beiden zentralen Vorteile des Ausschreibungsmodells. Der Nachteil dieses Verteilungsschlüssels besteht darin, dass Technologien abweichend von der ursprünglichen Planung mehr Volumen zugeschrieben wird, sofern andere Technologien ihre Ausbauziele nicht erreichen. In Anbetracht der zu erreichenden Klimaschutzziele sollte dieser Nachteil bei der Steuerung des

Technologiemix in Kauf genommen werden. Dies gilt umso mehr, als dass eine europarechtliche Pflicht zur Erreichung der Klimaziele besteht.⁸³²

B. Rechtmäßigkeit des entworfenen Verteilungsschlüssels

Der vorangegangene Abschnitt hat gezeigt, dass das aktuelle EEG-Ausschreibungsdesign Defizite aufweist, die zumindest zum Teil mit dem vorgeschlagenen Verteilungsschlüssel behoben werden können. Daran schließt sich die Frage an, ob die Anwendung des Verteilungsschlüssels bei den EEG-Ausschreibungen mit höherrangigem Recht vereinbar wäre.

Nachfolgend wird zunächst die Vereinbarkeit mit den europarechtlichen Vorgaben überprüft (I.). Im Fokus steht dabei die Untersuchung der Transparenzanforderungen der EE-RL 2018, welche der Verteilungsschlüssel im Ergebnis zu erfüllen vermag. Die anschließende Erörterung der nationalen verfassungsrechtlichen Aspekte zeigt, dass der Verteilungsschlüssel gegenüber dem aktuellen Auktionsdesign des EEG keine zusätzlichen oder ungerechtfertigten Grundrechtseingriffe nach sich zieht (II.). Prüfungsumfang dieser Untersuchung ist nicht die Vereinbarkeit aller bereits bestehenden Regelungen der EEG-Ausschreibungen, sondern nur die Verletzungen höherrangigen Rechts, die spezifisch auf die Einführung des vorgeschlagenen Verteilungsschlüssels zurückgehen würden.

I. Europarechtliche Vorgaben

Seit der Entscheidung des EuGH vom 29.03.2019,⁸³³ ist die EEG-Förderung nicht mehr als Beihilfe einzustufen. Die wesentlichen europarechtlichen Vorgaben entstammen nun der EE-RL 2018.⁸³⁴

1. Vorgaben der RL (EU) 2018/2001

Auch wenn die Umsetzungsfrist für die EE-RL 2018 erst Mitte 2021 abläuft, sollte der vorgestellte Entwurf ihren Vorgaben entsprechen, um eine langfristige Alternative darstellen zu können. Zudem ist die Vorwirkung von EU-Richtlinien zu beachten, weshalb schon jetzt die Zielsetzungen der EE-RL 2018 nicht ernsthaft durch die mitgliedstaatliche Maßnahmen gefährdet werden dürfen.⁸³⁵

a) Technologieoffenheit

Im Grundsatz schreibt Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 technologieoffene Ausschreibungen vor. Davon kann bei Vorliegen verschiedener Ausnahmegründe

⁸³² Siehe Art. 3 Abs. 2 EE-RL 2018 i.V.m. Art. 9 ff. VO (EU) 2018/1999.

⁸³³ EuGH, Urteil v. 29.03.2019 – Rs. C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268 – Deutschland/Kommission (EEG 2012).

⁸³⁴ Siehe dazu im Einzelnen unter § 13B auf S. 153 ff.

⁸³⁵ Gündel, in: Frankfurter Kommentar EUV/GRC/AEUV, Art. 288 AEUV Rn. 44; Schroeder, in: Streinz EUV/AEUV, Art. 288 AEUV S. 68 f.

abgewichen werden. Die Bildung von Technologiegruppen sowie der Einsatz des Verteilungsschlüssels nach brasilianischem Vorbild bieten kein höheres Maß an Technologieoffenheit als die bisher durchgeführten technologiespezifischen EEG-Ausschreibungen.⁸³⁶ Das hier vorgeschlagene Modell ist also nur so lange mit der EE-RL 2018 vereinbar, wie auch weiterhin die Ausnahmegründe für nicht technologieoffene Ausschreibungen vorliegen.⁸³⁷ Über die Definition der Technologiegruppen bietet das Modell allerdings die Möglichkeit, flexibel auf die Anforderungen der EU-Kommission zu reagieren. Das Maß an Technologie-offenheit kann jederzeit erhöht werden, indem mehrere Technologien innerhalb einer Gruppe versteigert werden. Der entworfene Verteilungsschlüssel setzt lediglich voraus, dass es mindestens zwei Technologiegruppen gibt.

b) Transparenz und Diskriminierungsfreiheit des Verteilungsschlüssels

Ferner muss die Förderung gemäß Art. 4 Abs. 4 EE-RL 2018 offen, transparent, wettbewerbsfördernd, nichtdiskriminierend und kosteneffizient erfolgen. Wie oben dargestellt, gewährleistet der Verteilungsschlüssel ein hohes Wettbewerbsniveau und trägt zur Kosteneffizienz der Ausschreibungen bei.⁸³⁸ Es ist jedoch fraglich, ob die Anwendung des Verteilungsschlüssels nach Abgabe der Gebote diskriminierungsfrei und transparent genug ist.

aa) Keine inhaltliche Diskriminierung

Dem Leitbild des Art. 18 Abs. 1 AEUV folgend, liegt eine Diskriminierung vor, wenn potenzielle Ausschreibungsteilnehmer direkt oder indirekt aufgrund ihrer Staatsangehörigkeit benachteiligt werden.⁸³⁹ Die Umverteilung der vorläufigen Ausschreibungsvolumina durch den Verteilungsschlüssel orientiert sich ausschließlich am Konkurrenzniveau innerhalb der Gruppen. Dem Auktionator wird dadurch keine Möglichkeit eingeräumt, bestimmte Technologien über den Verteilungsschlüssel zu privilegieren. Die Umverteilung über den Verteilungsschlüssel führt daher zu keiner Benachteiligung ausländischer Auktionsteilnehmer. Die Umverteilung entspricht vielmehr dem Wettbewerbsgedanken des Art. 4 EE-RL 2018.

bb) Ausreichende Offenheit und Transparenz des Verfahrens

Es könnte jedoch in Frage stehen, ob der Verteilungsschlüssel unter Verfahrensaspekten ausreichende Transparenz bietet. Denn anders als bei technologiespezifischen Ausschreibungen stehen die Ausschreibungsvolumina erst nach Abgabe

⁸³⁶ Siehe unter § 15A.III.1.b) auf S. 195.

⁸³⁷ Siehe hierzu unter § 13B.II ab S. 156.

⁸³⁸ Siehe hierzu § 15A.III.2 auf S. 196 und § 15A.III.3 auf S. 198.

⁸³⁹ *Epiney*, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 18 AEUV 1, 12; *Frenz*, Europarecht Bd. 3, Rn. 1887.

der Gebote fest. Die Auktionsteilnehmer wissen also im Vorfeld nicht genau, in welchem Umfang Zuschläge auf ihre Technologie entfallen werden.

(1) Vergaberechtliches Transparenzgebot als Maßstab

In der EE-RL 2018 finden sich keine konkreten Kriterien, an denen sich die Transparenz des Verteilungsschlüssels prüfen ließe. Der EuGH hat jedoch für Ausschreibungsverfahren auf dem Gebiet des allgemeinen Vergaberechts sowie für die Vergabe von Dienstleistungskonzessionen Transparenzkriterien aus dem Primärrecht abgeleitet. Nachfolgend werden zunächst die Transparenzkriterien inhaltlich erläutert. Anschließend wird dargelegt, inwiefern diese auch auf die EEG-Ausschreibungen übertragbar sind.

Die meisten primärrechtlichen Transparenzvorgaben stammen aus dem Bereich der Vergabe von Dienstleistungskonzessionen, da diese bis zur RL (EU) 2014/23 nicht sekundärrechtlich geregelt waren. Es handelt es sich um die Vergabe öffentlicher Aufträge mit der Besonderheit, dass die Gegenleistung zumindest zum Teil in der Verwertung der gegenständlichen Dienstleistung besteht.⁸⁴⁰ Bei beiden Arten von Vergabeverfahren⁸⁴¹ haben die Mitgliedstaaten eine zweifache Transparenzverpflichtung zu erfüllen, die verhindern soll, dass einheimische Bewerber bevorzugt werden und damit der Wettbewerb auf dem Binnenmarkt beeinträchtigt wird.⁸⁴²

Zum einen hat das Ausschreibungsverfahren einen Grad an Öffentlichkeit herzustellen, der die Ausschreibung für den Wettbewerb öffnet.⁸⁴³ Zum anderen muss es den Ausschreibungsteilnehmern ermöglichen, die Objektivität der Vergabeentscheidung nachprüfen zu können. Diese Anforderungen leitet der EuGH zum Teil aus dem grundfreiheitlichen Diskriminierungsverbot und zum Teil aus dem allgemeinen Gleichheitssatz ab.⁸⁴⁴ Unabhängig von der Herleitung müssen allen po-

⁸⁴⁰ Siehe zur Definition von Dienstleistungskonzessionen Art. 5 Nr. 1 lit. b. RL (EU) 2014/23.

⁸⁴¹ Dass ein großer Teil dieser Rechtsprechung zu Dienstleistungskonzessionen erfolgt ist, geht darauf zurück, dass diese ursprünglich nicht sekundärrechtlich ausgestaltet gewesen ist und daher ein größerer Bedarf zur Ableitung konkreter Anforderungen aus dem Primärrecht bestand. Mittlerweile ist auch die Vergabe von Dienstleistungskonzessionen in der RL (EU) 2014/23 sekundärrechtlich geregelt.

⁸⁴² EuGH, Urteil v. 21.08.2015 – Rs. C-231/03, Slg. 2005, I-7287, Rn. 17 – Coname.; EuGH, Urteil v. 13.11.2007 – Rs. C-507/03, Slg. 2007, I-09777, S. 30 – Kommission/Irland. Siehe zu der zweifachen Transparenzverpflichtung auch *Kühling/Huerkamp*, in: MüKo-VergabeR I Bd. 3, Einl. VergabeR Rn. 59; *Mohr*, in: BerIKommEnR Bd. 6, § 1 EEG Rn. 86.

⁸⁴³ EuGH, Urteil v. 13.11.2008 – Rs. C-324/07, Slg. 2008, I-08457, Rn. 25 – Coditel Brabant.; EuGH, Urteil v. 13.09.2007 – Rs. C-260/04, Slg. 2007, I-7038, S. 24 – Kommission/Italien.; EuGH, Urteil v. 13.10.2005 – Rs. C-458/03, Slg. 2005, I-8585, Rn. 49 – Parking Brixten.; 62EuGH, Urteil v. 07.12.2000 – Rs. C-324/98, EuZW 2001, 90 – Teleaustria und Telefonadress.

⁸⁴⁴ Zum Verhältnis von grundfreiheitlichen Diskriminierungsverboten und allgemeinen Gleichheitssatz in der Rechtsprechung des EuGH siehe *Kühling/Huerkamp*, in: MüKo-VergabeR I Bd. 3, Einl. VergabeR 24, 59.

§ 15 Übertragbarkeit von Elementen des brasilianischen Auktionsdesigns auf die EEG-Ausschreibungen

tenziellen Ausschreibungsteilnehmer die gleichen Chancen eingeräumt werden.⁸⁴⁵ Diese primärrechtlichen Vorgaben sind immer dann zu erfüllen, wenn Personen aus einem anderen Mitgliedstaat zumindest theoretisch an der Leistungserbringung interessiert sein könnten.⁸⁴⁶

Das EU-Vergaberecht und der Art. 4 EE-RL 2018 verfolgen hinsichtlich der Transparenz beide die Zielsetzung, den freien Wettbewerb auf dem Binnenmarkt vor staatlicher Einflussnahme zu schützen.⁸⁴⁷ Die Vergabe von Aufträgen durch die öffentliche Hand ist nicht grundsätzlich wettbewerbsschädlich. Die staatliche Auswahlentscheidung, wer den Zuschlag erhält, schließt jedoch alle anderen Bewerber von der zu vergebenden wirtschaftlichen Tätigkeit aus. Dabei besteht die Gefahr, dass ausländische Bewerber, durch die Auswahlentscheidung eines Mitgliedstaates diskriminiert werden. Daher ist es die Aufgabe des EU-Vergaberechts, für Chancengleichheit aller interessierten Akteure auf dem Binnenmarkt zu sorgen.⁸⁴⁸ Ein wesentlicher Baustein zur Herstellung dieser Chancengleichheit ist der Transparenzgrundsatz.⁸⁴⁹ Aus der Perspektive der Stromerzeuger ist es für die Chancengleichheit unerheblich, dass die Gegenleistung anders als beim Vergaberecht nicht von einer staatlichen Stelle, sondern von den Übertragungsnetzbetreibern geleistet wird.

Auch bei der Zuteilung der Förderberechtigungen handelt es sich um eine staatliche Auswahlentscheidung, die maßgeblich dafür ist, wer eine bestimmte wirtschaftliche Tätigkeit ausüben kann. Denn ohne die Fördermittel nach dem EEG ist es bisher nicht möglich Erneuerbare-Energien-Anlagen wirtschaftlich zu betreiben. Der EuGH hat insofern entschieden, dass es sich bei den Fördermitteln nicht um staatliche Mittel und somit auch nicht um eine Beihilfe handelt. Dies spielt aus der Perspektive der potenziell diskriminierten ausländischen Wirtschaftsteilnehmer keine Rolle. Ihre Grundfreiheiten sind in gleicher Weise bedroht, wie bei der Vergabe öffentlicher Aufträge. Obwohl bei den EEG-Ausschreibungen nur Anlagen teilnehmen können, die sich auf dem Staatsgebiet der Bundesrepublik

⁸⁴⁵ EuGH, ECLI:EU:C:2015:166 12.03.2015; EuGH, Urteil v. 13.10.2005 – Rs. C-458/03, Slg. 2005, I-8585, Rn. 48 – Parking Brixten.

⁸⁴⁶ EuGH, Urteil v. 21.08.2015 – Rs. C-231/03, Slg. 2005, I-7287, S. 17 – Coname.; EuGH, Urteil v. 13.04.2010 – Rs. C-91/08, Slg. 2010, I-2815, Rn. 34 – Wall. Das potenzielle Interesse von Unternehmen aus anderen Mitgliedsstaaten ergibt sich bei den EEG-Ausschreibungen aus dem im internationalen Vergleich hohen deutschen Fördersätzen, siehe *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 1 EEG Rn. 86.

⁸⁴⁷ *Säcker*, in: *MüKoBeihilfenR*, Bd. 5, Einleitung Rn. 1 ff.; *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 1 EEG Rn. 34; *Mederer*, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, *Unionsrecht*, Art. 107 AEUV Rn. 5; *Ehricke*, in: *MüKo-BeihVgR*, Einl. Rn. 207; *Bungenberg*, in: *Birnstiel/Bungenberg/Heinrich*, *Europäisches Beihilfenrecht*, Einleitung Rn. 122; *Frenz*, *Europarecht* Bd. 3, 1, 1700. .

⁸⁴⁸ *Frenz*, *Europarecht* Bd. 3, Rn. 1829.

⁸⁴⁹ *Frenz*, *Europarecht* Bd. 3, Rn. 1829.

befinden, sind Bewerber aus anderen Mitgliedstaaten betroffen, sofern sie eine Anlage in Deutschland errichten wollen.

Daher kann das aus dem Primärrecht für die Vergabe öffentlicher Aufträge abgeleitete Transparenzgebot auch als Maßstab für die in Art. 4 Abs. 4 EE-RL 2018 geforderte Transparenz und damit auch für die Ausgestaltung der EEG-Ausschreibungen dienen.⁸⁵⁰ In der Literatur setzt sich *Mohr* bisher als einziger detailliert mit den aus dem EU-Recht stammenden Transparenzanforderungen an die EEG-Ausschreibungen auseinander.⁸⁵¹ Auch er wendet die Rechtsprechung des EuGH zu Vergabeverfahren auf die EEG-Ausschreibungen an.⁸⁵²

(2) Subsumtion unter vergaberechtliche Transparenzanforderungen

Bei der Subsumtion des Verteilungsschlüssels unter die Transparenzanforderungen stellt sich zunächst die Frage, ob der Einsatz des Verteilungsschlüssels einen Grad an Öffentlichkeit ermöglicht, der die Ausschreibung für den Wettbewerb öffnet. Mit anderen Worten heißt das: Der Verteilungsschlüsseldarf nicht so intransparent sein, dass er potenzielle Ausschreibungsteilnehmer von der Teilnahme abhält.

Die Komplexität des Verteilungsschlüssels allein wird voraussichtlich nicht dafür sorgen, dass in relevantem Umfang weniger Stromerzeuger teilnehmen werden. Der Verteilungsschlüssel besteht zwar aus 12 Formeln mit verschiedenen Variablen, seine Funktionsweise lässt sich jedoch in wenigen Absätzen erläutern.⁸⁵³ Zudem sind die Ausschreibungsteilnehmer mit komplexen Elementen im Auktionsdesign etwa bei der Verteilernetzkomponente oder bei dem Referenzertragsmodell bereits vertraut. Bisher wurde jedenfalls keine Diskussion darüber geführt, ob diese zu geringeren Teilnehmerzahlen geführt hätten.

Der Verteilungsschlüssel könnte aber insofern Stromerzeuger von der Teilnahme abhalten, als dass die Ausschreibungsvolumina nicht im Vorfeld der Auktion feststehen. Die Unsicherheit, nicht zu wissen wie, viel Volumen für die eigene Tech-

⁸⁵⁰ Das EU-Vergaberecht ist im Übrigen deshalb selbst nicht anwendbar, da mit der Vergabe der Förderberechtigung keine Verpflichtung zum dauerhaften Betrieb der Anlage einhergeht.

⁸⁵¹ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 1 EEG 64, 86; *Mohr*, *RdE* 2015, 433, 437. *Bungenberg*, in: *Birstiel/Bungenberg/Heinrich*, *Europäisches Beihilfenrecht*, Einleitung Rn. 118 verweist generell darauf, dass Beihilfen parallel zur öffentlichen Auftragsvergabe transparent zu erfolgen haben. Allgemein zur gemeinsamen Auslegung von Beihilfen- und Vergaberecht siehe: *Wende*, *Einheitliche Auslegung von Beihilfen- und Vergaberecht*, 10 ff, 76 ff.

⁸⁵² *Mohr* nimmt hierfür allerdings ausschließlich die Rechtsprechung zu sog. Dienstleistungskonzession in den Blick. Er kommt inhaltlich aber zum gleichen Ergebnis, siehe: *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 1 EEG Rn. 86. *Frenz*, in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, Europarecht der erneuerbaren Energien (EEE)* Rn. 113 fordert ein höchstes Maß an Transparenz, geht inhaltlich aber nur auf die Veröffentlichung allgemeiner Informationen ein.

⁸⁵³ Siehe § 15A.V auf S. 201.

nologie ausgeschrieben wird, könnte ein Grund sein, die Transaktionskosten für die Teilnahme an der Ausschreibung nicht auf sich zu nehmen. Dieses Argument könnte insbesondere ausländische Stromerzeuger betreffen, die sich nicht bereits im deutschen Markt etabliert haben und daher ohnehin mit höheren Transaktionskosten rechnen müssen.

Bei genauer Betrachtung des Verteilungsschlüssels wird jedoch deutlich, dass die Umverteilung der Ausschreibungsvolumina nur in geringem Maße eine Einschränkung für die Ausschreibungsteilnehmer darstellt. Das vor der Auktion bekannt gegebene vorläufige Ausschreibungsvolumen pro Gruppe wird nur dann unterschritten, wenn in dieser Gruppe zu wenige Gebote abgegeben werden, um das minimale Konkurrenzniveau zu erreichen. In diesem Fall wird das Ausschreibungsvolumen der Gruppe soweit abgesenkt, dass nur 95 % der abgegebenen Gebote einen Zuschlag erhalten. Folglich hat jeder Teilnehmer weiterhin die Chance auf einen Zuschlag, wenn sein Gebot nicht zu den höchsten 5 % gehört. Das Risiko, sich nicht gegen die Konkurrenz durchsetzen zu können, ist jedoch Kern jeder wettbewerblichen Ausschreibung. Deshalb widerspricht der Verteilungsschlüssel nicht dem Transparenzgedanken des Unionsrechts. Ferner würde bei Umsetzung der in Art. 4 Abs. 5 EE-RL 2018 grundsätzlich vorgesehen technologieoffenen Ausschreibungen auch keine Sicherheit über die Verteilung der Ausschreibungsvolumen unter den Technologien bestehen.

Daher besteht beim Einsatz des hier vorgeschlagenen Verteilungsschlüssels keine Gefahr, dass aufgrund fehlender Informationen ein geringerer Wettbewerb zu Stande kommt als bei technologiespezifischen Ausschreibungen.

Des Weiteren dürfte der Verteilungsschlüssel nicht verhindern, dass die Ausschreibungsteilnehmer die Objektivität des Ausschreibungsverfahrens überprüfen können. Um einen effektiven Rechtsschutz zu gewährleisten, müssen die Vergabekriterien nach Rechtsprechung des EuGH öffentlich sein und bereits vor Kenntnis der Gebote durch die Vergabestelle feststehen.⁸⁵⁴ Beim vorgeschlagenen Entwurf werden alle Variablen des Verteilungsschlüssels vor bzw. nach Beendigung der Ausschreibung veröffentlicht. Dadurch haben die Teilnehmer die Möglichkeit, zu überprüfen, ob die Verteilung der Ausschreibungsvolumina tatsächlich auf der angegebenen Formel und damit auf objektiven Kriterien beruht. Somit erübrigt sich auch eine eingehendere Prüfung des Rechts auf Zugang zu effektivem Rechtsschutz nach Art. 47 GRC. Durch den entworfenen Verteilungsschlüssel werden keine Informationen vorenthalten, die zur Ausübung dieses Rechts erfor-

⁸⁵⁴ EuGH, Urteil v. 16.04.2015 – Rs. C-278/14, ECLI:EU:C:2015:228, Rn. 26 ff. – SC Enterprice Focused Solutions.

derlich sind. Der vorgeschlagene Verteilungsschlüssel verstößt mithin nicht gegen die Transparenzanforderungen der EE-RL 2018.

Darin liegt ein wesentlicher Unterschied des vorgeschlagenen Verteilungsschlüssels zum in Brasilien eingesetzten Auktionsdesign. In Brasilien können die Auktionsteilnehmer aufgrund der zur Verhinderung von Wettbewerbsabsprachen eingesetzten Geheimhaltungsvorschriften auch nach Durchführung der Auktion nicht überprüfen, welche der Parameter des Verteilungsschlüssels schlussendlich für die Verteilung unter den Technologien verantwortlich waren.⁸⁵⁵ Da die Geheimhaltung für den Zweck der Herstellung eines ausreichenden Wettbewerbsniveaus nicht erforderlich ist, verzichtet der vorgeschlagene Verteilungsschlüssel auf selbige.⁸⁵⁶

2. Weitere EU-Rechtsnormen

a) Allgemeiner Gleichheitssatz, Art. 20 GRC - Ungleichbehandlung von Kraftwerksbetreibern

Der Verteilungsschlüssel könnte darüber hinaus gegen den in Art. 20 GRC verankerten allgemeinen Gleichheitssatz verstoßen. Dafür müsste der allgemeine Gleichheitssatz über das grundfreiheitsrechtliche Diskriminierungsverbot hinaus auf die EEG-Ausschreibungen anwendbar sein. Für die Vergabe öffentlicher Aufträge leitet der EuGH aus dem Primärrecht neben dem Verbot der Diskriminierung aus Gründen der Staatsangehörigkeit auch eine Verpflichtung der Mitgliedstaaten zur allgemeinen Gleichbehandlung aller Ausschreibungsteilnehmer ab.⁸⁵⁷ Erfasst werden davon nicht nur Diskriminierungen auf Grund der Staatsangehörigkeit, sondern auch sonstige Differenzierungen zwischen wesentlich gleichartigen Wirtschaftsteilnehmern.⁸⁵⁸

Es stellt sich die Frage, ob diese Rechtsprechung auch auf das EEG-Ausschreibungsverfahren übertragbar ist. Dafür ist entscheidend, wie der EuGH die von der Staatsangehörigkeit unabhängige Anwendung des allgemeinen Gleichbehandlungsgrundsatzes auf Vergabeverfahren herleitet. Er geht wie folgt vor: Sowohl die Niederlassungsfreiheit (Art. 49 AEUV) als auch die Dienstleistungsfreiheit (Art. 56 AEUV) seien spezielle Ausprägungen des allgemeinen Gleichbehandlungsgrundsatzes. Darin bestehe die Parallele zum Verbot der Diskriminierung aus Gründen der Staatsangehörigkeit. Denn dieses leite sich eben-

⁸⁵⁵ Siehe unter § 12D.III auf S. 144.

⁸⁵⁶ Siehe unter § 15A.III.1.a) auf S. 194.

⁸⁵⁷ EuGH, Urteil v. 13.10.2005 – Rs. C-458/03, SLg. 2005, I-8585, Rn. 48 – Parking Brixten.; EuGH, Urteil v. 18.12.2007 – Rs. C-220/06, Slg. 2007, I-12175, Rn. 74 – .

⁸⁵⁸ Kühling/Huerkamp, in: MüKo-VergabeR I Bd. 3, Einl. VergabeR Rn. 29; Graser/Reiter, in: Schwarze, EU-Kommentar, Art. 20 GRC Rn. 1.

falls aus dem allgemeinen Gleichbehandlungsgrundsatz ab. Neben diesem dogmatischen Argument führt er an, dass jede Vergabe von Aufträgen, die den allgemeinen Gleichbehandlungsgrundsatz nicht berücksichtigt, zumindest mittelbar Bewerber in anderen Mitgliedstaaten beeinträchtigen könne.⁸⁵⁹ Im Ergebnis sei deshalb der Gleichbehandlungsgrundsatz unabhängig von der Staatsangehörigkeit bei Vergabeverfahren anzuwenden.⁸⁶⁰

Bei den EEG-Ausschreibungen handelt es sich nicht um die Vergabe öffentlicher Aufträge. Trotzdem kann das Ausschreibungsverfahren in gleicher Weise wie bei der öffentlichen Auftragsvergabe gegen die Dienstleistungs- und Niederlassungsfreiheit verstoßen.⁸⁶¹ Denn in beiden Fällen gibt der Mitgliedstaat ein Auswahlverfahren vor, das darüber bestimmt, welcher Bewerber eine bestimmte wirtschaftliche Tätigkeit ausüben kann. In diesem Rahmen besteht wie bei der öffentlichen Auftragsvergabe die Gefahr der Bevorzugung inländischer Anbieter durch eine parteiische Ausgestaltung des Verfahrens. Daher lässt sich der für das Vergaberecht entwickelte Grundgedanke des EuGH, dass der allgemeine Gleichbehandlungsgrundsatz in Vergabeverfahren unabhängig von der Staatsangehörigkeit anzuwenden sei, auf die EEG-Ausschreibungen übertragen.

In der Literatur wird die Ausweitung über das grundfreiheitliche Diskriminierungsverbot hinaus allerdings als nicht mit der bislang anerkannten EU-Grundrechtsdogmatik übereinstimmend kritisiert.⁸⁶² Um für Rechtssicherheit zu sorgen, würde sich vor Einführung des vorgeschlagenen Verteilungsschlüssels trotzdem die Frage stellen, ob der Verteilungsschlüssel einer Prüfung durch den EuGH nach Art. 20 GRC standhalten würde. Zu überprüfen ist hier die Verteilung der Ausschreibungsvolumina auf die verschiedenen vom EEG 2017 geförderten Technologien.

Unbeschadet der Frage seiner Anwendbarkeit hält der Verteilungsschlüssel jedenfalls einer Prüfung des allgemeinen Gleichheitsgrundsatzes stand. Eine Verletzung des allgemeinen Gleichheitssatzes nach Art. 20 GRC liegt vor, wenn vergleichbare Sachverhalte ohne Rechtfertigung in unterschiedlicher Weise behan-

⁸⁵⁹ EuGH, Urteil v. 25.04.1996 – Rs. C-87/94, Slg. 1996, I-02043, Rn. 33 – Kommission/Belgien.

⁸⁶⁰ EuGH, Urteil v. 13.10.2005 – Rs. C-458/03, Slg. 2005, I-8585, Rn. 48 – Parking Brixten.; EuGH, Urteil v. 25.04.1996 – Rs. C-87/94, Slg. 1996, I-02043, 33, 54 – Kommission/Belgien.

⁸⁶¹ Das gilt beispielsweise, wenn diskriminierende Regelungen verwendet werden, die an die Staatsangehörigkeit anknüpfen.

⁸⁶² Zur Anwendung des allgemeinen Gleichheitssatzes im Vergaberecht siehe *Kühling/Huerkamp*, in: MüKo-VergabeR I Bd. 3, Einl. VergabeR Rn. 24. Zur allgemeinen Dogmatik der Anwendung der Unionsgrundrechte siehe *Terhechte*, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, Unionsrecht, Art. 51 GRC Rn. 10.

delt werden.⁸⁶³ Die Vergleichbarkeit bei Wirtschaftsteilnehmern ist gegeben, wenn sie vergleichbare Güter vermarkten.⁸⁶⁴ Bereits durch das aktuelle Auktionsdesign der EEG-Ausschreibungen werden Erzeuger aus konventionellen Technologien und Erzeuger erneuerbarer Energien ungleich behandelt.⁸⁶⁵ Auf diese Ungleichbehandlungen hat der Verteilungsschlüssel keinen Einfluss. Lediglich in der Umverteilung der vorläufigen Ausschreibungsvolumina nach Eingreifen des Sicherheitsmechanismus liegt eine Ungleichbehandlung der unterschiedlichen erneuerbaren Technologien, die spezifisch auf den Verteilungsschlüssel zurückgeht.

Diese Ungleichbehandlung müsste gerechtfertigt sein. Eine Rechtfertigung ist jedenfalls dann gegeben, wenn objektive Gründe für die Ungleichbehandlung bestehen und diese hinsichtlich des verfolgten Zwecks angemessen sind.⁸⁶⁶ Zielsetzung der Umverteilung ist die Herbeiführung eines optimalen Konkurrenznieaus. Daher wird als Kriterium für die Umverteilung die Summe der abgegebenen Gebote herangezogen. Diese Zielsetzung entspricht dem Leitgedanken der europäischen Verträge, einen effektiven Wettbewerb auf dem Binnenmarkt zu gewährleisten.⁸⁶⁷ Die Analyse des Verteilungsschlüssels hat gezeigt, dass er dieses Ziel erreichen kann.⁸⁶⁸ Ferner tritt die Umverteilung nur als letztes Mittel ein und geht auch nur soweit, wie es für die Gewährleistung des erforderlichen Konkurrenznieaus erforderlich ist. Zudem ist die Beeinträchtigung für die Teilnehmer der benachteiligten Technologiegruppen gering, da weiterhin 95 % der abgegebenen Gebote einen Zuschlag erhalten. Die Umverteilung geht mithin nicht über das allgemeine Risiko hinaus, in der Konkurrenz gegenüber den Mitbewerbern zu unterliegen. Ferner kann über den „Konkurrenzfaktor“ innerhalb des Schlüssels individuell festgelegt werden, welches Konkurrenznieau mindestens erreicht werden soll. Damit besteht bei sachgemäßer Festlegung des Konkurrenznieaus die Möglichkeit, das die Beeinträchtigung auf das erforderliche Maß zu minimieren. Sofern dies geschieht, ist die Ungleichbehandlung angemessen.

⁸⁶³ Jarass, in: Jarass-GRC, Art. 20 GRC Rn. 7; Hölscheidt, in: Meyer-GRC, Art. 20 Rn. 19.

⁸⁶⁴ EuGH, Urteil v. 05.03.2015 – Rs. C-463/12, ECLI:EU:C:2015:144, Rn. 33 – Bändkopi.

⁸⁶⁵ Siehe zur Rechtfertigung der Ungleichbehandlung nach Art. 3 GG bei Burgi, JZ 2013, 745, 748 ff.

⁸⁶⁶ Der EuGH verfolgt bei den Anforderungen an die Rechtfertigung der Ungleichbehandlung keine klare Linie. Siehe hierzu bei Hölscheidt, in: Meyer-GRC, Art. 20 Rn. 22; Jarass, in: Jarass-GRC, Art. 20 GRC Rn. 13 ff.

⁸⁶⁷ Ruffert, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 3 EUV Rn. 22.

⁸⁶⁸ Siehe hierzu unter § 15A.V auf S. 201.

b) Warenverkehrsfreiheit, Art. 34 ff. AEUV

Es wird diskutiert, ob die EEG-Ausschreibungen die Vorschriften zur Warenverkehrsfreiheit nach Art. 34 ff. AEUV einhalten müssen.⁸⁶⁹ Inhaltlich geht es um die Frage, ob es mit der Warenverkehrsfreiheit vereinbar ist, dass die EEG-Förderung gemäß § 5 Abs. 1 EEG 2017 auf Anlagen im Bundesgebiet begrenzt ist.⁸⁷⁰ Diese Begrenzung ist in Art. 5 Abs. 1 EE-RL 2018 vorgesehen und wurde vom EuGH für das finnische Fördersystem für mit der Warenverkehrsfreiheit vereinbar erklärt.⁸⁷¹ Zudem hätte die Einführung des Verteilungsschlüssels keinen Einfluss auf diese Beschränkung. Folglich steht der Verteilungsschlüssel nicht in Konflikt mit der Warenverkehrsfreiheit.

II. Vorgaben des nationalen Verfassungsrechts

1. Art. 3 Abs. 1 GG – Ungleichbehandlung von Kraftwerksbetreibern

Da die Anwendung des allgemeinen Gleichheitssatzes nach Art. 20 GRC auf die EEG-Ausschreibungen umstritten ist, wird nachfolgend auch Art. 3 Abs. 1 GG geprüft. Das BVerfG wendet beim Gleichheitssatz nach Art. 3 Abs. 1 GG einen vergleichbaren Maßstab an wie der EuGH bei Art. 20 GRC. Die ungleiche Behandlung von vergleichbaren Sachverhalten muss durch sachliche Gründe gerechtfertigt sein.⁸⁷² Seit der Einführung der „neuen“ Formel müssen zudem das Ausmaß der Unterschiede im Sachverhalt und die Differenzen bei den Rechtsfolgen in einem angemessenen Verhältnis stehen.⁸⁷³

Die Ungleichbehandlung besteht, wie oben beschrieben,⁸⁷⁴ in der Umverteilung der vorläufigen Ausschreibungsvolumina. Diese Ungleichbehandlung müsste auch nach den Maßstäben des Grundgesetzes gerechtfertigt sein.⁸⁷⁵ Bei dieser Beurteilung können die Wertungen des BVerfG zur Subventionsvergabe herange-

⁸⁶⁹ *Steffens*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, Einl. EEG Rn. 108 f.; *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 1 EEG Rn. 72; *Frenz*, in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, Europarecht der erneuerbaren Energien (EEE)* Rn. 166. Siehe generell zum Verhältnis von Beihilferecht und Warenverkehrsfreiheit *Cremer*, in: *Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 107 AEUV* 81 f.

⁸⁷⁰ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 1 EEG 72 ff.; *Steffens*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, Einl. EEG Rn. 111; *Frenz*, in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, Europarecht der erneuerbaren Energien (EEE)* Rn. 167; *Salje*, in: *EEG, Einführung* Rn. 93; *Schneider*, in: *Schneider/Theobald (Hrsg.), EnWR, § 21, Rn. 140 ff.*

⁸⁷¹ EuGH, Urteil v. 01.07.2014 – Rs. C-573/12, ECLI:EU:C:2014:2037, Rn. 92 – Ålands Vindkraft. Diese Entscheidung Einschätzung des EuGH gilt ausweislich Rn. 92 solange, wie kein funktionierender Elektrizitätsbinnenmarkt für erneuerbare Energien geschaffen wurde.

⁸⁷² BVerfGE 1, 14, 52; 61, 138, 147; 89, 132, 141. Zur Vergleichbarkeit der Maßstäbe siehe *Rossi*, in: *Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 20 GRC* Rn. 27; *Classen*, *EuR* 2008, 627, 633.

⁸⁷³ BVerfGE 55, 72, 88; 124, 199, 219 f.; 120, 125, 144.

⁸⁷⁴ Siehe § 15B.I.2.a) auf S. 215.

⁸⁷⁵ Siehe zur Rechtfertigung von Ungleichbehandlungen bei *Heun*, in: *Dreier, GG Bd. 1, Art. 3 Rn. 26 ff.*; *Wollenschläger*, in: *v.Mangoldt/Klein/Starck GG Bd. 1, Art. 3 84 ff.*

zogen werden.⁸⁷⁶ Auch wenn für die EEG-Förderung umstritten ist, ob es sich um eine staatliche Subvention handelt, hat sie für potenzielle Empfänger die gleiche Wirkung wie staatliche Mittel. Denn für sie spielt die in Frage stehende Staatlichkeit der Mittel keine Rolle. Bei der Vergabe von Subventionen sieht das BVerfG den Gesetzgeber bei der Entscheidung, wer die Zuwendung erhalten soll, als „weitgehend frei“ an.⁸⁷⁷ Es reichen sachliche, nicht willkürliche Entscheidungskriterien aus. Zielsetzung der Umverteilung ist die volle Ausschöpfung der ausgeschriebenen Leistung bei Gewährleistung eines Mindestmaßes an Wettbewerbsdruck. Dabei handelt es sich im Rahmen von Ausschreibungen zur Zuteilung der Fördermittel um ein legitimes Ziel, da der Wettbewerbsdruck für die Funktionsweise der Ausschreibungen unerlässlich ist.⁸⁷⁸

2. Weitere Grundrechtseingriffe (Art. 12 Abs. 1, Art. 14, Art. 2 Abs. 1 GG)

Es kommen neben der Ungleichbehandlung von Kraftwerksbetreibern weitere Grundrechtseingriffe durch die EEG-Förderung in Betracht. Prüfungsmaßstab für diese Arbeit ist, ob sich diese Eingriffe durch die Anwendung des vorgeschlagenen Verteilungsschlüssels vertiefen und ggf. zu rechtfertigen sind.

Die im EEG 2017 vorgesehene Abnahme- und Vergütungspflicht der Übertragungsnetzbetreiber stellt einen über Art. 20a GG gerechtfertigten Eingriff in deren Berufsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 GG dar.⁸⁷⁹ Durch die Umverteilung im Rahmen des Verteilungsschlüssels wird dafür gesorgt, dass ein möglichst großer Teil der ausgeschriebenen Leistung bezuschlagt werden kann. Eine Belastung, die über die ohnehin ausgeschriebene Leistung hinaus geht, entsteht für die Netzbetreiber nicht. Daher stellt der Verteilungsschlüssel keine Vertiefung des Eingriffs in Art. 12 Abs. 1 GG dar.

Für die Betreiber konventioneller Kraftwerke, die durch die Förderung der erneuerbare Energienanlagen an Marktanteilen verlieren, stellt das EEG 2017 ebenfalls einen Eingriff in Art. 12 Abs. 1 GG dar.⁸⁸⁰ Auch hier gilt, dass die Umverteilung durch den Verteilungsschlüssel den Verlust an Marktanteilen nicht über die ohnehin ausgeschriebene Leistung hinaus bewirkt. Mithin besteht auch hier keine Vertiefung des Grundrechtseingriffs.

⁸⁷⁶ Vgl. *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 1 EEG Rn. 83.

⁸⁷⁷ BVerfGE 93, 319, 350 ff.

⁸⁷⁸ Die Kosteneffiziente Verteilung der Förderberechtigungen ist gemäß § 1 Abs. 2 S. 2 EEG 2017 eine der Zielsetzungen des EEG 2017.

⁸⁷⁹ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 1 EEG Rn. 79 f. Siehe ausführlich zu den grundrechtsrelevanten Aspekten der Indienstrafe der Netzbetreiber bei *Schneider*, in: *Schneider/Theobald* (Hrsg.), *EnWR*, § 21, Rn. 147 ff.

⁸⁸⁰ *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 1 EEG Rn. 80.

Für die Letztverbraucher kommen durch die praktisch stattfindende Kostenwälzung Grundrechtsverletzungen der Art. 12 Abs. 1, 14 Abs. 1, 2 Abs. 1 GG sowie Art. 3 Abs. 1 GG in Betracht. Insofern sind das Übermaßverbot sowie die Wahrung der Belastungsgleichheit zu beachten.⁸⁸¹ Der vorgeschlagene Verteilungsschlüssel sorgt bei den Verbrauchern zu keiner, nicht schon ohnehin im EEG 2017 vorgesehenen, Belastung. Es wird lediglich die ausgeschriebene Leistung optimal verteilt. Es ergibt sich auch an dieser Stelle keine Vertiefung von Grundrechtseingriffen.

C. Fazit: Teile des brasilianischen Auktionsdesigns als zweck- und rechtmäßige Ergänzung für das EEG-Ausschreibungsverfahren

Die Untersuchung der brasilianischen Auktionen bestätigen einige der generellen Annahmen zur Technologieoffenheit: Noch nicht im Markt etablierte Technologien benötigen ein geschütztes Auktionsumfeld für den Markteintritt. Zudem lässt sich die Preisentwicklung vor Markteintritt nur schwer einschätzen und kann, wie bei der Windkraft in Brasilien gesehen, positiv überraschen. Diese Analyseergebnisse bringen allerdings keine spezifische Erkenntnis für das deutsche Ausschreibungsmodell mit sich, da derzeit keine neue Technologie kurz vor ihrem Markteintritt steht.

Auch wenn bei den brasilianischen Ausschreibungen immer mehrere Technologien gleichzeitig zugelassen werden, treten diese in keinen direkten Wettbewerb um die Zuschläge. Es ist bisher keine Scoring Rule entwickelt worden, die den Wert der einzelnen Technologien internalisiert und des darüber hinaus ermöglicht, sowohl den Technologiemix zu steuern als auch die Vorteile eines technologieübergreifenden Wettbewerbs zu nutzen. Daher lässt sich die schwierige Frage, auf welche Weise diese Internalisierung stattfinden soll und ob dann noch ein wirklicher Wettbewerb entsteht, der Vorteile gegenüber einer technologiespezifischen Ausschreibung mit sich bringt, nicht anhand der brasilianischen Auktionen beantworten.

Dem EEG 2017 gelingt es nicht, in angemessener Weise auf schwankenden Teilnehmerzahlen zu reagieren. Dadurch wurden in der Vergangenheit die Ausbauziele verfehlt und der Wettbewerbscharakter der Ausschreibungen ging verloren. Damit stehen die EEG-Ausschreibungen auch im Widerspruch zu den unionsrechtlichen Vorgaben. Denn die EE-RL 2018 schreibt marktorientierte und kosten-

⁸⁸¹ *Schneider*, in: *Schneider/Theobald* (Hrsg.), *EnWR*, § 21, Rn. 155 f. Daraus leitet Mohr eine grundgesetzliche Pflicht zur Durchführung eines marktbasiereten Fördermodells (bspw. Ausschreibungen) ab, siehe *Mohr*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 1 EEG Rn. 81 f.

2. Teil: Technologieoffenheit

effiziente Ausschreibungen vor und legt verbindliche Klimaziele fest.⁸⁸² Es besteht also dringender Reformbedarf. Für diese erheblichen Probleme der EEG-Ausschreibungen hält das brasilianische Auktionsdesign einen innovativen Lösungsansatz bereit. Im Rahmen dieser Arbeit wurde basierend auf dem brasilianischen Modell ein konkreter Regelungsvorschlag entwickelt.⁸⁸³ Dieser sieht einen Verteilungsschlüssel vor, der sich in das EEG 2017 integrieren ließe. Die zwei zentralen Vorteile dieses Instruments sind die unter den gegebenen Marktbedingungen optimale Erreichung der Ausbauziele und die Gewährleistung eines hohen Konkurrenznieaus, wodurch die Kosteneffizienz verbessert wird.

⁸⁸² Siehe Art. 3 Abs. 2 EE-RL 2018 i.V.m. Art. 9 ff. VO (EU) 2018/1999.

⁸⁸³ Siehe § 15A.V auf S. 201.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

§ 16 Einleitung

Auktionsmodelle bieten gegenüber Einspeisevergütungen den Vorteil, dass die Menge des geförderten Stroms exakt vorgegeben werden kann. Das ermöglicht es, genau definierte Ausbauziele zu verfolgen. Diese Ausbauziele werden allerdings nur unter der Bedingung erreicht, dass die bezuschlagten Projekte innerhalb der vorgegebenen Realisierungsfrist in Betrieb genommen werden. Diese Bedingung zu erfüllen, stellt eine der zentralen Herausforderungen des Auktionsdesigns dar. Denn in der Vergangenheit haben Verspätungen und Projektabbrüche in verschiedenen Ländern zum Verfehlen der Ausbauziele geführt.⁸⁸⁴

Die Ursachen für Verspätungen und Projektabbrüche sind vielfältig. Es können länderspezifische Problemstellungen wie ein nicht rechtzeitiger Netzausbau auftreten. Es gibt aber auch Ursachen, die unabhängig vom länderspezifischen Kontext auf die Eigenheiten von Auktionen als Allokationsmechanismus zurückgehen. Zu diesen zählen beispielsweise spekulative Geschäftsmodelle, bei denen die Umsetzung der Projekte von zukünftigen Marktentwicklungen abhängig gemacht wird.

Im Rahmen des Auktionsdesigns bestehen verschiedene Möglichkeiten, Verspätungen und Projektabbrüche zu verhindern. Es können Präqualifikationsvoraussetzungen eingesetzt werden, die die grundsätzliche Umsetzbarkeit der Projekte gewährleisten. Zudem sind üblicherweise Sanktionen vorgesehen, die die Kosten für Verspätungen und Projektabbrüche erhöhen. Sie geben den Projektentwicklern einen Anreiz, die Projekte innerhalb der Realisierungsfrist umzusetzen. Sowohl Präqualifikationsvoraussetzungen als auch Sanktionen sind allerdings mit Zielkonflikten verbunden. Erstere führen zu versunkenen Kosten, die Bieter von der Teilnahme abschrecken können. Das hat negative Auswirkungen auf die Auktionspreise. Zudem kann die Akteursvielfalt beeinträchtigt werden, da kleine Bieter davon stärker betroffen sind. Außerdem führen unangemessen hohe Sanktionen zu erheblichen Risikoaufschlägen, die ebenfalls negative Auswirkungen auf die Auktionspreise haben. In der Praxis haben zu strenge Präquali-

⁸⁸⁴ Folgende Länder hatten mit Verspätungen und Projektabbrüchen zu kämpfen: Chile, Indien, Irland, Panama und U.K., siehe hierzu: *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 8, 10. Siehe zu Brasilien im Einzelnen unter § 18D.I auf S. 251 und § 18E.I auf S. 275. Siehe zum Ausschreibungsmodell im U.K. bei *Schneider*, Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation, S. 232 ff.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

fikationsvoraussetzungen und zu hohe Sanktionen bereits in mehreren Ländern zu unerwünschten Ergebnissen geführt.⁸⁸⁵ Daher ist es eine gleichsam essentielle wie herausfordernde Aufgabe, das richtige Maß an Präqualifikationsvoraussetzungen und Sanktionen für den jeweiligen länderspezifischen Kontext zu finden.⁸⁸⁶

Es ist das Ziel dieses Kapitels, die fast zehnjährigen Erfahrungen mit Verspätungen und Projektabbrüchen in Brasilien auszuwerten und zu überprüfen, welche der gezogenen Lehren auf die EEG-Ausschreibungen übertragbar sind. Da bisher keine detaillierten Analysen des brasilianischen Auktionsdesigns sowie der Ursachen für Verspätungen und Projektabbrüche erschienen sind, bilden diese einen zentralen Teil dieses Kapitels. Um den Rahmen der Arbeit nicht zu übersteigen und die erforderliche Tiefe der Untersuchung zu gewährleisten, behandelt dieses Kapitel ausschließlich Verspätungen und Projektabbrüche von Windkraftanlagen an Land.

Diese Eingrenzung des Untersuchungsgegenstandes bietet sich an, da Brasilien bei Windkraftanlagen an Land mit massiven Verspätungen zu kämpfen hatte. In geringerem Ausmaß kam es auch zu Projektabbrüchen. Das Auktionsdesign wurde mehrfach angepasst, um die Verspätungen zu reduzieren. Das lässt Rückschlüsse auf die Effektivität der Maßnahmen zu.

Das Kapitel beginnt mit einer kurzen Einführung in die Instrumente zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen (§ 17.). Daraufhin erfolgt eine detaillierte Analyse des brasilianischen Auktionsdesigns sowie der Ursachen für Verspätungen und Projektabbrüche. Diese Untersuchung ergibt, dass 83 % der bezuschlagten Kapazität die Realisierungsfrist nicht einhalten konnte. Die Abbruchquote lag bei 11 %. Hierfür waren insbesondere Probleme beim Netzananschluss, Lieferengpässe sowie spekulative Geschäftsmodelle ursächlich. Die Defizite liegen in Brasilien in erster Linie beim Vollzug der Sanktionen für Verspätungen. Die Präqualifikationsvoraussetzungen sowie die Sanktionierung von Projektabbrüchen hingegen erscheinen angemessen (§ 18.).

Es schließt sich die Analyse an, welche der gewonnenen Ergebnisse auf die EEG-Ausschreibungen übertragbar sind. Dafür wird zunächst der tatsächliche und normative Kontext der Regelungen verglichen (§ 19A). Aufgrund der Unterschiede, die dieser Vergleich aufzeigt, ist es nicht möglich, die Angemessenheit der

⁸⁸⁵ Negative Auswirkungen für zu strenge Präqualifikationsvoraussetzungen und zu hohe Sanktionen werden für Frankreich, Peru und Uganda berichtet, siehe: *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 8, 10.

⁸⁸⁶ *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 8, 10.

deutschen Realisierungsfrist anhand der brasilianischen Erfahrungen zu bewerten (§ 19B). Der Vergleich der Präqualifikationsvoraussetzung sowie der Kontingentierung von Zuschlägen in bestimmten Netzabschnitten zeigt, dass die Regelungen in beiden Rechtsordnungen dem jeweiligen länderspezifischen Kontext angemessen sind (§ 19C).

Die relevantesten Erkenntnisse ergeben sich aus dem Vergleich und der Kontextualisierung der Sanktionsmechanismen:

- Das EEG 2017 sieht weitaus weniger strenge Sanktionen für Projektabbrüche vor als das brasilianische Auktionsdesign. Sollte in Deutschland das Moratorium bezüglich der Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften aufgehoben werden oder es aus einem anderen Grund vermehrt zu Projektabbrüchen kommen, wäre eine auf den brasilianischen Erfahrungen beruhende Anpassung der Regelungen zweckmäßig. Insbesondere der Ausschluss von zukünftigen Ausschreibungen wäre eine geeignete Ergänzung [§ 19D.III].
- Die Pönalen nach § 55 EEG 2017 sind als automatisch greifende Vertragsstrafe ausgestaltet. Die Erfahrungen mit vergleichbaren Regelungen in Brasilien belegen die grundsätzliche Funktionsfähigkeit solcher Regelungen [§ 19D.II.1].
- Aufgrund kontextueller Unterschiede lässt sich die Höhe der EEG-Pönale nicht anhand der brasilianischen Erfahrungen bewerten [§ 19D.II.1].
- Die Haftung für netzanschlussbedingte Verspätungen in Deutschland ist nicht optimal ausgestaltet. Das brasilianische Haftungsregime stellt für die deutschen Anforderungen jedoch keine geeignete Alternative dar [§ 19D.II.2].

§ 17 Instrumente und Zielkonflikte bei der Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen

Bei der Ausgestaltung des Auktionsdesigns können verschiedene Instrumente eingesetzt werden, um die rechtzeitige Fertigstellung der Projekte zu gewährleisten. Der angemessene Einsatz dieser Instrumente spielt eine wesentliche Rolle zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen.⁸⁸⁷ Nachfolgend werden die verschiedenen Ausgestaltungsvarianten inklusive ihrer Vor- und Nachteile kurz vorgestellt. Sofern eine eingehendere Untersuchung der Instrumente zur Analyse des deutschen oder brasilianischen Auktionsdesigns erforderlich ist, erfolgt diese an der jeweils einschlägigen Stelle dieses Kapitels.

Es gibt verschiedene Ursachen für Verspätungen und Projektabbrüche, auf die das Auktionsdesign entsprechend zu reagieren hat. Denn nicht alle Projektentwickler besitzen die Fähigkeit und den Willen zur Umsetzung der bezuschlagten Projekte.⁸⁸⁸ Es besteht die Gefahr, dass Gebote unter Marktwert abgegeben werden, um der Konkurrenz zu schaden oder dass die Umsetzung von äußeren Umständen wie Wechselkursschwankungen oder anderen Marktentwicklungen abhängig gemacht wird.⁸⁸⁹ Die Abgabe von Geboten ohne den unbedingten Willen oder die Fähigkeit, das Projekt umzusetzen wird als „Adventurous Bidding“ bezeichnet und stellt ein häufig auftretendes Problem bei Auktionsmechanismen dar.⁸⁹⁰ Im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum EEG 2017 beschreibt der deutsche Gesetzgeber diese Problemstellung als fehlende Ernsthaftigkeit, Verbindlichkeit oder Seriosität der Gebote.⁸⁹¹ Hinzu tritt ein als „Winner’s Curse“ bezeichnetes Phänomen.⁸⁹² Dieses beschreibt den Umstand, dass sich in Auktionen tendenziell die Bieter mit der höchsten Risikoaffinität durchsetzen. Dies kann dazu führen, dass obwohl der Wille zur Umsetzung besteht, die Gebote zu niedrig sind, um die Projekte tatsächlich umzusetzen.⁸⁹³

⁸⁸⁷ Zu Praxisbeispielen, in denen fehlende Präqualifikationsvoraussetzungen und/oder Sanktionen die Effektivität von Auktionen beeinträchtigt haben, siehe: *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 8, 10.

⁸⁸⁸ *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 8, 10; *Held et al.*, Design Features, 2014, S. 47. +

⁸⁸⁹ *Kerth*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 31 EEG Rn. 6. Unter Verweis auf die Gesetzesbegründung: *Salje*, EEG, § 31 Rn. 3.

⁸⁹⁰ *Ferroukhi et al.*, A Guide to Design, 2015, Chapter 4, S. 11. Vgl. auch *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 8, 10; *Held et al.*, Design Features, 2014, S. 47. Gebote unter Marktwert abzugeben wird zum Teil auch als „Underbidding“ bezeichnet, *Kerth*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 31 EEG Rn. 6; *del Río/Linares*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 35 (2014), 42, 50.

⁸⁹¹ BT-Drs. 18/8860, S. 205, 235.

⁸⁹² *Maurer et al.*, Electricity Auctions, S. 8; *Trifunovic/Ristic*, *Ekonomika* 58 (2013), 47, 56.

⁸⁹³ *Moore/Newey*, Competition in RES-Auctions, S. 20.

§ 17 Instrumente und Zielkonflikte bei der Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen

Aber auch nach der Auktion können Probleme auftreten, die zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe nicht vorhersehbar waren und die (rechtzeitige) Umsetzung des Projekts erschweren. Ferner können Verspätungen beim Netzausbau die Inbetriebnahme der Kraftwerke verzögern.⁸⁹⁴

Um die grundsätzliche Umsetzbarkeit der Projekte sicherzustellen sowie die Bieter davon abzuhalten, nicht ernst gemeinte Gebote abzugeben, können sowohl Präqualifikationsvoraussetzungen als auch Sanktionen eingesetzt werden.⁸⁹⁵ Zudem besteht die Option, Zuschläge in ausgewählten Netzabschnitten zu beschränken, um sicherzustellen, dass bei Inbetriebnahme der Kraftwerke ausreichende Netzkapazitäten bereit stehen. Abbildung 3 (siehe S. 226) gibt einen Überblick über die möglichen Ausgestaltungsvarianten des Auktionsdesigns.

Die projektbezogenen Präqualifikationsvoraussetzungen zeichnen sich dadurch aus, dass sie zur Umsetzung des Projekts früher oder später ohnehin erfüllt werden müssen.⁸⁹⁶ Zu ihnen zählen in erster Linie: Nachweise über Genehmigungen, Landnutzungsrechte, Lieferbarkeit von Anlagenteilen, den rechtzeitigen Netzanschluss und ausreichende Übertragungskapazitäten. Dadurch kann sichergestellt werden, dass sich die Projekte bereits in einer fortgeschrittenen Planungsphase befinden und dass ihrer Umsetzung keine wesentlichen Hemmnisse im Weg stehen.⁸⁹⁷ Sie sollten länderspezifisch an die jeweiligen Problemstellungen angepasst werden.

⁸⁹⁴ Der Netzausbau wird für mehrere Länder als eine der zentralen Herausforderungen im Zusammenhang mit dem Ausbau der Windkraft beschrieben. Zu diesen gehören unter anderem: Ägypten, Argentinien, Brasilien, China, Mexiko und Pakistan. Siehe dazu; Global wind report 2017, 2018.

⁸⁹⁵ Diese Zweiteilung findet sich auch bei *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 8, 10 und bei *Ferroukhi et al.*, A Guide to Design, 2015, Table 4.1 und 6.1. Bei *Kreiss et al.* findet zudem eine Einteilung in physikalische und finanzielle Präqualifikationsvoraussetzungen statt, siehe: *Kreiss, et al.*, Energy Policy 101 (2017), 512. Dieselben ordnen zudem die Hinterlegung von Sicherheitsleistung als finanzielle Präqualifikationsvoraussetzung ein. Die Sicherheitsleistung dient aber nicht in erster Linie dazu, die Umsetzbarkeit des Projekts oder die Leistungsfähigkeit des Projektentwicklers sicherzustellen. Ihre Funktion ist die Absicherung der Sanktionen im Falle von Verspätungen und Projektabbrüchen. Daher wird sie nachfolgend im Rahmen der Sanktionen behandelt. Bei *Held et al.* findet eine Dreiteilung in Präqualifikationsvoraussetzungen, Sicherheitsleistungen und Sanktionen statt, siehe: *Held et al.*, Design Features, 2014, S. 47.

⁸⁹⁶ *Kreiss, et al.*, Energy Policy 101 (2017), 512, 513.

⁸⁹⁷ *Ferroukhi et al.*, A Guide to Design, 2015, Chapter 4, S. 23; *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 8.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

Abbildung 3 - Übersicht der Instrumente zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen
Quelle: Eigene Darstellung auf der Grundlage der in diesem Abschnitt ausgewerteten Literatur.

- Präqualifikationsvoraussetzungen
 - Projektbezogene Präqualifikationsvoraussetzungen
 - Umweltgenehmigung
 - Nachweis über Netzanschluss und vorhandene Übertragungskapazitäten
 - Nachweis über Landnutzungsrechte
 - Nachweis über verbindliche Lieferverträge für die wesentlichen Anlagenteile
 - Bieterbezogene Präqualifikationsvoraussetzungen
 - Nachweis über finanzielle Leistungsfähigkeit
 - Nachweis über bereits umgesetzte Projekte (Track Record)
- Kontingentierung der Zuschläge in ausgewählten Netzabschnitten
- Rechtsfolgen bei Verspätungen und Projektabbrüchen
 - Bußgelder
 - Einbehaltung der Sicherheitsleistung
 - Geringere Vergütung bei Verspätungen
 - Auflösung des Vertrages bzw. Aufhebung des Zuschlages
 - Schadensersatz bzw. Vertragsstrafen
 - Ausschluss von weiteren Vergabeverfahren
 - Haftung bei fehlendem Netzanschluss

Durch die projektbezogenen Voraussetzungen werden zudem die Kosten eines Projektabbruchs erhöht. Denn die zu ihrer Erfüllung getätigten Investitionen rentieren sich nur bei Inbetriebnahme der Anlage. Sie lassen sich typischerweise nicht für andere Projekte verwenden. Es handelt sich somit um versunkene Kosten.⁸⁹⁸ Diese versunkenen Kosten halten Bieter davon ab, nicht ernst gemeinte Gebote abzugeben.⁸⁹⁹ Des Weiteren bieten sie einen Anreiz, das Projekt auch bei unerwarteten Schwierigkeiten in der Errichtungsphase umzusetzen.⁹⁰⁰

Der Umstand, dass es sich um versunkene Kosten handelt, stellt jedoch zugleich den Nachteil strikter projektbezogener Präqualifikationsvoraussetzungen dar. Je mehr Investitionen im Vorfeld der Auktion getätigt werden müssen, desto größer ist das finanzielle Risiko zur Teilnahme. Das kann das Konkurrenzniveau verrin-

⁸⁹⁸ Kreiss, et al., Energy Policy 101 (2017), 512, 513; *del Río et al.*, Design Elements, 2015, S. 41.

⁸⁹⁹ Kreiss, et al., Energy Policy 101 (2017), 512, 516; *del Río et al.*, Design Elements, 2015, S. 41.

⁹⁰⁰ Kreiss, et al., Energy Policy 101 (2017), 512, 515; *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 8.

gern und zu höheren Auktionspreisen führen.⁹⁰¹ Zudem trifft dieses Risiko kleinere Unternehmen härter als große Akteure, womit ein Rückgang der Akteursvielfalt einhergehen kann.⁹⁰²

Die bieterbezogenen Präqualifikationsvoraussetzungen knüpfen an die finanzielle Leistungsfähigkeit des Bieters oder an die von ihm in der Vergangenheit umgesetzten Projekte an. Damit wird sichergestellt, dass der jeweilige Auktionsteilnehmer in der Lage ist, ein entsprechendes Projekt umzusetzen oder zumindest den bei Projektabbruch entstehenden Verpflichtungen nachzukommen.⁹⁰³ Zu strikte bieterbezogene Präqualifikationsvoraussetzungen können ebenfalls zum Ausschluss von kleineren bzw. unerfahrenen Auktionsteilnehmern führen.⁹⁰⁴ Daher gilt es auch hier zwischen einer hohen Realisierungsrate auf der einen und Kosteneffizienz sowie Akteursvielfalt auf der anderen Seite abzuwägen.⁹⁰⁵

Bestehen in bestimmten Regionen Probleme mit dem Netzanschluss, die zu Verspätungen führen, kann der Umfang der Zuschläge für diese Region limitiert werden.⁹⁰⁶ Das birgt allerdings die Gefahr, die besten Windstandorte auszuschließen, womit negative Auswirkungen auf die Auktionspreise verbunden sind.

Sanktionen für Verspätungen und Projektabbrüchen sind ein weiteres zentrales Element des Auktionsdesigns.⁹⁰⁷ Auch sie erhöhen die Kosten für den Projektentwickler, die Realisierungsfrist nicht einzuhalten oder das Projekt abzubrechen. Dadurch schaffen sie unabhängig von der bestehenden Problemstellung einen Anreiz zur rechtzeitigen Projektrealisierung. Sie stellen jedoch nur dann ein effektives Mittel zur Verringerung von Verspätungen und Projektabbrüchen dar, wenn diese auf Ursachen im Einflussbereich des Projektentwicklers zurückgehen.⁹⁰⁸

Sanktionen sind also ein probates Mittel, um Verspätungen und Projektabbrüche zu minimieren ohne versunkene Kosten hervorzurufen. Aber auch bei ihnen be-

⁹⁰¹ Kreiss, et al., *Energy Policy* 101 (2017), 512, 516; *del Río*, *Energy for Sustainable Development* 41 (2017), 1, 8; *Ferroukhi et al.*, *A Guide to Design*, 2015, Chapter 4, S 24; *del Río et al.*, *Design Elements*, 2015, S. 41.

⁹⁰² *del Río et al.*, *Design Elements*, 2015, 31, 41; *Ferroukhi et al.*, *A Guide to Design*, 2015, Chapter 4, S. 11.

⁹⁰³ *del Río*, *Energy for Sustainable Development* 41 (2017), 1, 8; *Ferroukhi et al.*, *A Guide to Design*, 2015, Chapter 4, S. 13.

⁹⁰⁴ *del Río*, *Energy for Sustainable Development* 41 (2017), 1, 8.

⁹⁰⁵ *del Río*, *Energy for Sustainable Development* 41 (2017), 1, 8; *Ferroukhi et al.*, *A Guide to Design*, 2015, Chapter 4, S. 16.

⁹⁰⁶ *Ferroukhi et al.*, *A Guide to Design*, 2015, Chapter 4, S. 30.

⁹⁰⁷ Ist ein Stromliefervertrag Gegenstand der Auktion, ergeben sich die Rechtsfolgen für Verspätungen und Projektabbrüchen zum Teil aus der vertraglichen Sphäre zwischen den Vertragspartner. Sie regeln ihrem Zweck nach die Risikoverteilung und sollen nicht in erster Linie sanktionieren. Da sie sich für die Projektentwickler aber in gleicher Weise auswirken wie Sanktionen, werden sie nachfolgend als solche untersucht.

⁹⁰⁸ *del Río et al.*, *Design Elements*, 2015, S. 45; *Held et al.*, *Design Features*, 2014.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

steht ein Zielkonflikt mit der Kosteneffizienz der Auktion.⁹⁰⁹ Denn das entstehende finanzielle Risiko wird von den Auktionsteilnehmern in ihre Gebote eingepreist.⁹¹⁰ Zudem können potenzielle Projektentwickler von der Teilnahme abgehalten werden, wenn sie das finanzielle Risiko als zu groß einschätzen.⁹¹¹

Sind die Sanktionen in monetärer Form ausgestaltet, muss sichergestellt werden, dass die Erzeuger auch in der Lage sind für sie aufzukommen und sich nicht durch eine Insolvenz der Haftung entziehen können.⁹¹² Dazu kann die Hinterlegung von Sicherheitsleistungen zur Teilnahmevoraussetzung gemacht werden.

Im Ergebnis besteht bei allen einsetzbaren Instrumenten ein Zielkonflikt zwischen hoher Realisierungsrate auf der einen und niedrigen Auktionspreisen sowie der Akteursvielfalt auf der anderen Seite. Die Sanktionen haben gegenüber den Präqualifikationsvoraussetzungen den Vorteil, dass sie keine versunkenen Kosten für die erfolglosen Auktionsteilnehmer erzeugen. Die Präqualifikationsvoraussetzungen bieten hingegen den Vorteil, Unsicherheiten bezüglich der Umsetzbarkeit der Projekte zu verringern. Es muss eine richtige Mischung der verschiedenen Instrumente erreicht werden. Diese Austarierung stellt eine anspruchsvolle Aufgabe dar, die vor dem Hintergrund der jeweiligen Prioritäten des Gesetzgebers und der örtlichen Gegebenheiten gelöst werden muss.⁹¹³ Zudem wird man davon ausgehen müssen, dass nicht alle Verspätungen und Projektabbrüche verhindert werden können.⁹¹⁴

⁹⁰⁹ *Tietjen et al.*, Renewable Energy Auctions, 2015, S. 25; *Ferroukhi et al.*, A Guide to Design, 2015, Chapter 6, S. 38.

⁹¹⁰ *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 10.

⁹¹¹ *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 10; *Held et al.*, Design Features, 2014, S. 47.

⁹¹² *Kreiss*, et al., Energy Policy 101 (2017), 512, 519; *Kerth*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 31 EEG Rn. 6.

⁹¹³ *Kreiss*, et al., Energy Policy 101 (2017), 512, 519; *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 8, 10; *del Río et al.*, Design Elements, 2015, S. 41; *Held et al.*, Design Features, 2014, S. 47.

⁹¹⁴ *Kreiss*, et al., Energy Policy 101 (2017), 512, 518.

§ 18 Verspätungen und Projektabbrüche von Windkraftanlagen im brasilianischen Auktionsmodell

A. Stand der Literatur zu Verspätungen und Projektabbrüchen in Brasilien

Die voranstehenden Abschnitte haben gezeigt, dass es eine gleichsam bedeutsame und herausfordernde Aufgabe ist, das richtige Maß an Präqualifikationsvoraussetzungen und Sanktionen zu finden. Zu niedrige Anforderungen gefährden die Effektivität der Auktionen, zu hohe Anforderungen haben wiederum negative Auswirkungen auf die Kosteneffizienz und Akteursvielfalt.⁹¹⁵

Diese Erkenntnis spiegeln auch die langjährigen brasilianischen Erfahrungen mit Verspätungen und Projektabbrüchen von Windkraftanlagen wieder. Denn in der Vergangenheit kam es zu massiven Verspätungen und das Auktionsdesign wurde mehrfach angepasst, um Verspätungen und Projektabbrüche zu verhindern. Daher bietet sich die Untersuchung des brasilianischen Auktionsmodells in besonderer Weise an, um auf andere Rechtsordnungen übertragbare Erkenntnisse zu gewinnen. Trotzdem fehlt eine solche Untersuchung bisher.

Die Systematik der Präqualifikationsvoraussetzungen und Sanktionen im brasilianischen Auktionssystem wurde bisher nur in Übersichtstabellen⁹¹⁶ oder in auf wenige Absätze beschränkten Darstellungen aufgearbeitet⁹¹⁷. Fast vollständig außer Acht blieb dabei das Vollzugsdefizit im Bereich der Sanktionen für Verspätungen in Brasilien.⁹¹⁸ Zudem wurden bisher die verschiedenen öffentlichen Datenbanken, die Aufschluss über den Umfang von Verspätungen und Projektabbrüchen in Brasilien geben, nicht ausgewertet.⁹¹⁹ Bei *Bayer* und *Elizondo et al.* finden sich erste konkrete Zahlen zu Verspätungen und zum Umfang der Verspätungen so-

⁹¹⁵ *Kreiss, et al., Energy Policy* 101 (2017), 512, 519; *del Río et al., Design Elements*, 2015, S. 41; *Held et al., Design Features*, 2014, S. 47.

⁹¹⁶ *Winkler, et al., Renewable Energy* 119 (2018), 473, Table 4; *Bayer, Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), 2644, Table 2; *Tietjen et al., Renewable Energy Auctions*, 2015, S. 26 f.; *Lucas et al., Energy Auctions in Developing Countries*, 2013, S. 19.

⁹¹⁷ *Ferroukhi et al., A Guide to Design*, 2015, Chapter 4, S. 15; *Elizondo Azuela et al., Auctions in Brazil, China and India*, 2014, S. 13; *Hauser et al., Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell*, 2014, S. 62; *Lovinfosse et al., Lessons for the Tendering of Renewable Electricity*, 2013, S. 13 f.

⁹¹⁸ In einigen Veröffentlichungen wird ohne nähere Angabe von Quellen die fehlende Durchsetzung von Strafen bzw. die fehlende Einbehaltung der Sicherheitsleistung bemängelt, siehe: *Tietjen et al., Renewable Energy Auctions*, 2015, S. 27; *Held et al., Design Features*, 2014, S. 51; *Lovinfosse et al., Lessons for the Tendering of Renewable Electricity*, 2013; *Lovinfosse et al., Lessons for the Tendering of Renewable Electricity*, 2013, S. 14.

⁹¹⁹ Im Rahmen dieser Arbeit wird diese Auswertung vorgenommen, siehe § 18D.I auf S. 251 und § 18E.I auf S. 275. Sie fand im Rahmen einer gemeinsamen Forschungsarbeit statt. Teile dieser Auswertung sind bereits bei *Bayer/Berthold, et al., Energy Policy* 122 (2018), 97 erschienen.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

wie zur Abbruchquote.⁹²⁰ Die weitere Literatur geht nicht über Stichproben oder die Aussage hinaus, dass es Probleme mit Verspätungen gibt.⁹²¹

Die einzigen tiefergehenden Auseinandersetzungen hinsichtlich der Ursachen für Verspätungen und Projektabbrüche finden sich ebenfalls bei *Bayer* und *Elizondo et al.*⁹²² Es werden in erster Linie der Netzananschluss sowie Probleme bei der Projektfinanzierung, dem Projektmanagement, den local-content Anforderungen sowie den umweltrechtlichen Genehmigungsverfahren genannt.⁹²³ Es fehlt allerdings auch dort noch eine systematische Auswertung der zur Verfügung stehenden Datenbanken oder eine strukturierte Einordnung des Anteils der einzelnen Ursachen an den Verspätungen und Projektabbrüchen.⁹²⁴ Die eingehende Untersuchung von Umfang und Ursachen der Verspätungen und Projektabbrüche ist jedoch erforderlich, um Aussagen über die Zweckmäßigkeit des Auktionsdesigns zu treffen.

B. Methodik, Datenquellen und Untersuchungszeitraum

Die Untersuchung der Verspätungen und Projektabbrüche erfolgt im Rahmen dieser Arbeit für alle Windkraftanlagen, deren Realisierungsfrist bis Ende 2017 abgelaufen ist.⁹²⁵ Das betrifft 427 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 10,8 GW. Diese Anlagen wurden in elf Auktionen im Zeitraum zwischen 2009 und 2015 bezuschlagt (siehe Tabelle 4).

⁹²⁰ *Bayer*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), 2644, 2649. Die Auswertung von *Elizondo et al.* geht zudem nur bis ins Jahr 2013, siehe: *Elizondo Azuela et al.*, *Auctions in Brazil, China and India*, 2014, S. 14.

⁹²¹ *del Río/Linares*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 35 (2014), 42, 50; *Held et al.*, *Design Features*, 2014, S. 53; *Hauser et al.*, *Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell*, 2014, S. 63; *Lucas et al.*, *Energy Auctions in Developing Countries*, 2013, S. 21; *Lovinfosse et al.*, *Lessons for the Tendering of Renewable Electricity*, 2013, S. 15.

⁹²² *Bayer*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), 2644, 2649; *Elizondo Azuela et al.*, *Auctions in Brazil, China and India*, 2014, S. 13

⁹²³ *Bayer*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), 2644, 2649 ff.; *Elizondo Azuela et al.*, *Auctions in Brazil, China and India*, 2014, S. 13; *Hauser et al.*, *Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell*, 2014, S. 63; *Lucas et al.*, *Energy Auctions in Developing Countries*, 2013, S. 21 f.. Bei *Lovinfosse et al.* wird ohne Angaben von Quellen auch die Finanzierung als Ursache genannt, siehe: *Lovinfosse et al.*, *Lessons for the Tendering of Renewable Electricity*, 2013, S. 16.

⁹²⁴ Hinsichtlich des Netzanchlusses stützt sich *Bayer* auf eine stichprobenartige Auswertung der Angaben der Stromregulierungsbehörde ANEEL sowie der Stromhandelskammer CCEE. Im Übrigen wertet er Zeitungsartikel und einzelne Hintergrundgespräche aus und verweist darauf, dass weitere Untersuchungen erforderlich seien, siehe: *Bayer*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), 2644, 2649. *Elizondo et al.* geben zwar auch schon konkrete Zahlen für Ursachen an, bietet dabei jedoch keine Quellenangaben, siehe: *Elizondo Azuela et al.*, *Auctions in Brazil, China and India*, 2014, S. 13. Bei *Lucas et al.* findet sich auch eine überblicksartige Darstellung der Ursachen ohne Angabe von Quellen, siehe: *Lucas et al.*, *Energy Auctions in Developing Countries*, 2013, S. 21 f.

⁹²⁵ Auktionen deren Realisierungsfrist später abläuft, werden nicht berücksichtigt, da im Jahr 2018 keine Interviews mit Schwerpunkt zu den Verspätungen und Projektabbrüchen mehr durchgeführt wurden. Dadurch ist die Aktualität der Interviewaussagen gewährleistet. Das Datum der letzten Überprüfung der Inbetriebnahmen und Projektabbrüche ist der 30.11.2017.

§ 18 Verspätungen und Projektabbrüche von Windkraftanlagen im brasilianischen Auktionsmodell

Tabelle 4 – Übersicht Realisierungsfristen der Auktionen mit Windbeteiligung
Anmerkung: Die Nummerierung entspricht der in Tabelle 2 auf S. 88 aufgeführten Liste der bisher durchgeführten Auktionen. Der Ablauf der Realisierungsfrist bezieht sich auf den Beginn der vertraglichen Lieferpflicht.

Nr.	Auktion	Auktionsdatum	Ablauf der Realisierungsfrist	Realisierungsfrist in Monaten	Kapazität der Windkraftanlagen
13.	LER 12/2009	14.12.2009	01.07.2012	30 Monate	1.806 MW
17.	LER 08/2010	25.08.2010	01.09.2013	36 Monate	528 MW
18.	LFA 08/2010	26.08.2010	01.01.2013	28 Monate	1.520 MW
20.	LEN 08/2011	17.08.2011	01.03.2014	30 Monate	1.068 MW
21.	LER 08/2011	18.08.2011	01.07.2014	34 Monate	861 MW
22.	LEN 12/2011	20.12.2011	01.01.2016	48 Monate	986 MW
23.	LEN12/2012	14.12.2012	01.01.2017	48 Monate	282 MW
24.	LER 08/2013	23.08.2013	01.09.2015	24 Monate	1.505 MW
26.	LEN 11/2013	18.11.2013	01.01.2016	25 Monate	868 MW
28.	LEN 06/2014	06.06.2014	01.01.2017	30 Monate	551 MW
29.	LER 10/2014	31.10.2014	01.10.2017	35 Monate	769 MW
31.	LFA 04/2015	27.04.2015	01.07.2017	26 Monate	90 MW

Die an den Auktionen beteiligten Behörden veröffentlichen umfangreiche Datensätze zu den Auktionsergebnissen und zum Implementierungsprozess der einzelnen Anlagen. Im Rahmen dieser Arbeit werden diese Datensätze erstmals ausführlich ausgewertet, woraus sich ausschlaggebende Erkenntnisse für die Untersuchung des brasilianischen Auktionsmodells ableiten lassen.⁹²⁶ Denn die auktionsgenaue Ermittlung der Verspätungen, des Umfangs der Verspätungen und der Projektabbrüche lässt Rückschlüsse auf die Auswirkungen von Reformen des Auktionsdesigns zu.⁹²⁷ Zudem gibt die Auswertung der Verwaltungsverfahren zu den Fristverlängerungen zusammen mit der durchgeführten Interviewreihe Aufschluss über die Ursachen für Verspätungen und Projektabbrüche.⁹²⁸ Die in diesem Kapitel verwendeten Statistiken zu Verspätungen und Projektabbrüchen beruhen, wenn nicht anders beschrieben, auf der Auswertung der nachfolgend beschriebenen Informationsquellen.

⁹²⁶ Die Auswertung erfolgte in einem gemeinsamen Forschungsprojekt mit Benjamin Bayer vom IASS Potsdam. Die Ergebnisse wurden zum Teil auch in einer gemeinsamen Veröffentlichung verwendet, siehe: *Bayer/Berthold, et al., Energy Policy 122 (2018), 97.*

⁹²⁷ Siehe zu der auktionsgenaue Aufteilung das Diagramm 26 auf S. 271.

⁹²⁸ Siehe zu der Auswertung der Verwaltungsverfahren für Fristverlängerungen unter § 18D.II.1 ab S. 251. Siehe zur Methodik der Interviewreihe unter § 4 auf S. 8.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

Im „Resultado consolidado dos leilões“⁹²⁹ (Zusammenfassung der Auktionsergebnisse) veröffentlicht die brasilianische Stromhandelskammer (CCEE) die bezuschlagten Anlagen, deren Eigentümer, die bezuschlagte Kapazität und den Zuschlagswert. Die Zusammenfassung wird monatlich aktualisiert.

Die „Banco de Informações de Geração“⁹³⁰ (Informationsdatenbank zu Kraftwerken) der brasilianischen Stromregulierungsbehörde (ANEEL) beinhaltet für jedes in Betrieb genommene Kraftwerk unter anderem das Inbetriebnahmedatum sowie den Standort der Anlage. Die Datenbank wird täglich aktualisiert.

Im „Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica“⁹³¹ (Überwachungsbericht zum Ausbau der Kraftwerkskapazitäten) veröffentlicht die ANEEL für alle noch nicht in Betrieb genommenen Kraftwerke den aktuellen Status (Planung oder Bauphase) sowie die Realisierungswahrscheinlichkeit (gering, mittel oder hoch). Die Informationen hierzu werden monatlich aktualisiert. Die ersten drei Datenquellen wurden im Rahmen dieser Arbeit ausgewertet, um das Ausmaß der Verspätung jeder bezuschlagten Windkraftanlage sowie die Anzahl der Projektabbrüche zu ermitteln.⁹³²

Ferner betreibt die ANEEL die „Biblioteca Virtual ANEEL“ (Virtuelle Bibliothek der ANEEL)⁹³³. In dieser Datenbank lassen sich alle energierechtlichen Genehmigungen, die Entscheidungen zu Fristverlängerungen, die Aufhebung energierechtlicher Genehmigungen und andere Sanktionen der ANEEL einsehen. Mit einer entsprechenden Registrierung kann in einer zusätzlichen Datenbank zudem der Schriftverkehr zu einzelnen Verwaltungsverfahren nachverfolgt werden.⁹³⁴ Im Rahmen dieser Arbeit wurden alle Entscheidungsbegründungen zu den Fristverlängerungen und Aufhebungen energierechtlicher Genehmigungen ausgewertet, wodurch Rückschlüsse auf die Ursachen für Verspätungen und Projektabbrüche möglich sind.

⁹²⁹ CCEE, Resultado consolidado dos leilões, http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado+Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_adf.ctrl-state=18jrjprv51_4&_afLoop=1002476894498110#!, (letzter Abruf: 02.09.2019)

⁹³⁰ ANEEL, Banco de Informações de Geração, <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, (letzter Abruf: 02.09.2019)

⁹³¹ ANEEL, Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica, <http://www.aneel.gov.br/accompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>, (letzter Abruf: 02.09.2019)

⁹³² Das Ergebnis dieser Auswertung ist im Annex A der gemeinsamen Veröffentlichung mit Benjamin Bayer einsehbar, *Bayer/Berthold*, et al., *Energy Policy* 122 (2018), 97, 108.

⁹³³ ANEEL, Biblioteca Virtual ANEEL, <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>, (letzter Abruf: 02.09.2019)

⁹³⁴ ANEEL, Consulta Processual, <http://www.aneel.gov.br/consulta-processual>, (letzter Abruf: 02.09.2019). Die Registrierung ist an keine besonderen Voraussetzungen gekoppelt.

Zudem führt das Informationssystem zu geografischen Daten des brasilianischen Stromnetzes⁹³⁵ des nationalen Systemoperators (ONS) auf, zu welchem Zeitpunkt die Netzanschlusspunkte und Übertragungsleitungen in Betrieb genommen wurden. Dies lässt sich mit der Realisierungsfrist der einzelnen Anlagen sowie deren Netzanschlusspunkt vergleichen. Daraus ergeben sich ebenfalls Rückschlüsse auf den Netzanschluss als Verspätungsgrund.⁹³⁶

Bei den Auktionen Nr. 23 und Nr. 31 führten zudem besondere äußere Umstände zu großen Abweichungen von den sonstigen statistischen Ergebnissen. Die Auktion Nr. 23 weist mit 89 % die mit Abstand höchste Abbruchquote auf. Dies ist darauf zurück zu führen, dass es sich um die zweitkleinste Auktion handelt, bei der Anlagen mit einer Kapazität von insgesamt nur 282 MW bezuschlagt wurden. Mit 201 MW der Kapazität ging ein Großteil an die Firma Bioenergy, die in Folge ihres aggressiven Bietverhaltens nicht in der Lage war, die Projekte umzusetzen und alle ihre Projekte abbrechen musste.⁹³⁷ Daher eignet sich die Auktion in manchen Aspekten nicht, um die Entwicklungen hinsichtlich der Realisierungsquote und der Auktionspreise nachzuvollziehen. Bei der Auktion Nr. 31 sind nur drei Anlagen mit einer Kapazität von insgesamt 90 MW bezuschlagt worden. Diese sind zwei Monate nach Ablauf der Realisierungsfrist in Betrieb genommen worden. Aufgrund der im Vergleich zu den anderen Auktionen sehr geringen bezuschlagten Kapazität wird auch diese Auktion in bestimmten Statistiken nicht berücksichtigt. Es wird in den Statistiken, in denen diese beiden Auktionen unberücksichtigt bleiben, ausdrücklich darauf hingewiesen.

Da für die Beurteilung der Verspätungen und Projektabbrüche das Datum der Inbetriebnahme der gesamten Anlagen entscheidend ist, kann im Rahmen dieses Kapitels – anders als im Kapitel zur Technologieoffenheit – auf die Kapazität in MW und nicht in „MW médio“ zurückgegriffen werden.⁹³⁸

Beim Verweis auf Regelungen aus den brasilianischen Ausschreibungsbedingungen wird auf die letzte Auktion des Untersuchungszeitraums (Auktion Nr. 31) verwiesen. Sollten sich die Ausschreibungsbedingungen in einem Punkt von Auktion zu Auktion unterscheiden, wird gesondert darauf hingewiesen.

⁹³⁵ ONS, Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN, <http://betasindat.ons.org.br/ONS.SiteONS.Sindat/redirect.ashx>, (letzter Abruf: 02.09.2019).

⁹³⁶ Dieses Verfahren wurde aufgrund des großen Aufwandes nur für die letzten vier Auktionen des Untersuchungszeitraums, in denen kein Rückgriff auf die Verwaltungsverfahren zu den Fristverlängerungen möglich war, durchgeführt. Siehe hierzu unter § 18D.II.2.a)bb) auf S. 258.

⁹³⁷ Siehe die Begründungen zu den Verwaltungsentscheidungen ANEEL vom 12.04.2016 N° 5.749-5.755/2016 zur Aufhebung der energierechtlichen Genehmigung.

⁹³⁸ Siehe zu der Unterscheidung unter § 12A auf S. 73.

C. Auktionsdesign zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen

Dieser Abschnitt umfasst eine ausführliche Darstellung des brasilianischen Auktionsdesigns inklusive einer Untersuchung des Verwaltungsvollzugs.

I. Ausgestaltung der Realisierungsfrist

Die Realisierungsfrist zur Inbetriebnahme der Anlagen unterscheidet sich in Brasilien von Auktion zu Auktion deutlich (siehe Tabelle 4 auf S. 231). Bei den Auktionen mit Beteiligung von Windkraftanlagen variierte sie im Untersuchungszeitraum zwischen 24 und 48 Monaten.⁹³⁹ Die Realisierungsfrist ist für alle an derselben Auktion teilnehmenden Projekte gleich. Es findet also keine Unterscheidung hinsichtlich der Technologien statt.⁹⁴⁰

In Brasilien gibt es zwei Fristen, die für die Inbetriebnahme der bezuschlagten Anlagen zu beachten sind. Die erste Frist endet mit Beginn der vertraglichen Lieferverpflichtung gegenüber den Stromversorgungsunternehmen.⁹⁴¹ Das Datum des Fristablaufs ergibt sich aus den Musterverträgen.⁹⁴² Bei Verspätungen sind die Erzeuger den Stromversorgungsunternehmen mit Ablauf dieser Frist zum Ersatz des nicht gelieferten Stroms verpflichtet. Da diese Ersatzpflicht mit einem hohen finanziellen Risiko verbunden ist, kommt der Frist aus den Musterverträgen große praktische Relevanz zu.⁹⁴³ Die zweite Frist ergibt sich aus dem behördlich genehmigten Zeitplan zur Inbetriebnahme der Anlage. Der Ablauf dieser Frist ist Anknüpfungspunkt für die Einbehaltung der Sicherheitsleistungen sowie die weiteren behördlichen Sanktionsmaßnahmen.⁹⁴⁴ Der behördlich genehmigte Zeitplan lässt sich jederzeit bis zum im Mustervertrag festgelegten Lieferbeginn verlängern. Dadurch entsteht bei Anlagen, die Gefahr laufen eine der Realisierungsfristen zu verletzen, ein Gleichlauf der beiden Fristen. Letztendlich entscheidend ist also die Frist aus den Musterverträgen. Daher bezieht sich dieses Kapitel für die Beschreibung von Verspätungen und Projektabbrüchen auf diese Frist. Zudem ist bei Verspätungen, die nicht dem Verantwortungsbereich des Erzeugers zugeschrieben werden, eine Fristverlängerung beider Fristen möglich. Diese Möglich-

⁹³⁹ Siehe zur Angemessenheit der Frist in Brasilien unter § 18D.II.2.h) auf S. 264.

⁹⁴⁰ Die Auktionen Nr. 17 und 31 stellen eine Ausnahme von dieser Regel dar. Sie sehen vorgeschaltete Auktionsrunden für Biomasseanlagen mit kürzeren Realisierungsfristen vor.

⁹⁴¹ Bei Reserveenergieauktionen besteht die Lieferverpflichtung gegenüber der brasilianischen Stromhandelskammer CCEE.

⁹⁴² Siehe zu den Musterverträgen unter § 7A.I.1 auf S. 32.

⁹⁴³ Siehe zur Ersatzpflicht im Einzelnen unter § 18C.IV.2 ab S. 243.

⁹⁴⁴ Nr. 13.5.4, 13.9, 16.1 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 31.

keit wird im Abschnitt zu den Rechtsfolgen von Verspätungen und Projektabbrüchen näher beschrieben.⁹⁴⁵

II. Präqualifikationsvoraussetzungen

Die Präqualifikationsvoraussetzungen ergeben sich in Brasilien aus mehreren Rechtsquellen.⁹⁴⁶ Sie bestehen aus der im Vorfeld der Auktion durchgeführten technischen Zulassung der Anlage sowie aus weiteren Voraussetzungen, die erst nach der Auktion im Einzelnen überprüft werden.⁹⁴⁷

1. Projektbezogene Präqualifikationsvoraussetzungen

Nachfolgend werden nur die Teilnahmebedingungen erläutert, die im Zusammenhang mit der Einhaltung der Realisierungsfrist stehen. Um die technische Zulassung zur Auktion zu erhalten, müssen die Voraussetzungen der Verordnung MME N° 102/2016 erfüllt werden:

- vorläufige Umweltgenehmigung⁹⁴⁸,
- Gutachten über die Netzanschlussfähigkeit ihrer Anlage⁹⁴⁹,
- Nachweis über die Landnutzungsrechte des jeweiligen Grundstücks⁹⁵⁰,

Weitere Voraussetzungen ergeben sich aus den Ausschreibungsbedingungen:⁹⁵¹

- Keine Vornutzung der Windkraftanlage und
- Mindestleistung von 1.500 kW bei importierten Anlagen.

Weitere Herkunftsbestimmungen sind nicht unmittelbar vorgeschrieben. Sie ergeben sich jedoch faktisch aus den Anforderungen der brasilianischen Staatsbank BNDES für die Vergabe subventionierter Kredite für Windkraftprojekte.⁹⁵²

Das Umweltgenehmigungsverfahren in Brasilien besteht aus drei Stufen: vorläufige Genehmigung, Genehmigung zur Errichtung und Betriebsgenehmigung. Während des Verfahrens zur Erteilung der vorläufigen Genehmigung wird überprüft, ob das Projekt grundsätzlich den umweltrechtlichen Zulassungsvoraussetzungen in Brasilien entspricht und welche Auflagen im Wesentlichen hierzu erfüllt werden

⁹⁴⁵ Siehe hierzu unter § 18C.IV.1 ab S. 239.

⁹⁴⁶ Eine Übersicht über alle Präqualifikationsvoraussetzungen sowie die Kontingentierung bei Windkraftanlagen an Land im deutschen und brasilianischen Modell findet sich in Tabelle 8 auf S. 287.

⁹⁴⁷ Die technische Zulassung richtet sich nach Verordnung MME N° 102/2016. Die nachträgliche Überprüfung von Voraussetzungen ist in den jeweiligen Ausschreibungsbedingungen geregelt, siehe Nr. 11 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 31.

⁹⁴⁸ Art. 4° § 3° VIII Verordnung MME N° 102/2016.

⁹⁴⁹ Art. 4° § 3° V, VI Verordnung MME N° 102/2016.

⁹⁵⁰ Art. 4° § 3° II Verordnung MME N° 102/2016.

⁹⁵¹ Nr. 3.3.1, 3.3.2 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 31.

⁹⁵² Siehe zu den Anforderungen im Einzelnen § 18D.II.2.b) auf S. 260.

müssen.⁹⁵³ Mit der vorläufigen Umweltgenehmigung werden also die wesentlichen Punkte zur Genehmigungsfähigkeit der Anlage bereits abgeklärt. Im Jahr 2014 ist das umweltrechtliche Genehmigungsverfahren für Windkraftanlagen zudem vereinfacht worden. Wenn sich der Standort nicht auf einer umweltrechtlich geschützten Fläche befindet, kann die zuständige Behörde den Umfang der Umweltverträglichkeitsprüfung reduzieren sowie die vorläufige Genehmigung gemeinsam mit der Genehmigung zur Errichtung erteilen.⁹⁵⁴

Das Gutachten zur Anschlussfähigkeit der Anlage an das Übertragungs- oder das Verteilnetz bestätigt die grundsätzliche Möglichkeit, die Anlage ans Netz anschließen zu können und das Bestehen ausreichender Übertragungskapazitäten. Die Aussage des Gutachtens beschränkt sich allerdings auf die jeweilige Anlage und berücksichtigt nicht, dass weitere Anlagen im näheren Umfeld ebenfalls erfolgreich an den Auktionen teilnehmen könnten. Zudem werden bei der Beurteilung der vorhandenen Netzstrukturen sowohl bestehende als auch noch in der Planungs- oder Bauphase befindliche Netzabschnitte berücksichtigt. Da es häufig zu Verspätungen bei der Inbetriebnahme zusätzlicher Netzabschnitte kommt, bietet das Gutachten keine abschließende Sicherheit.⁹⁵⁵

2. Bieterbezogene Präqualifikationsvoraussetzungen

Die bieterbezogenen Präqualifikationsvoraussetzungen beschränken sich in Brasilien auf Nachweise zur finanziellen Leistungsfähigkeit der Bieter. Die Anforderungen sind in den letzten Jahren stetig erhöht worden.⁹⁵⁶ Der Nachweis erfolgt über Kennzahlen aus der Bilanz des Auktionsteilnehmers. Ursprünglich musste der Auktionsteilnehmer eine generelle und eine kurzfristige Liquidität von mindestens 10 % aufweisen. Die Liquidität wird berechnet, indem die Vermögenswerte durch die Verbindlichkeiten dividiert werden. Die Vermögenswerte des Unternehmens müssen also mindestens 10 % seiner Verbindlichkeiten betragen.⁹⁵⁷ Seit der Auktion Nr. 17 im Jahr 2010 muss zudem ein Nachweis über liquide Vermögenswerte in der Höhe von 10 % der voraussichtlichen Investitionskosten erbracht werden.⁹⁵⁸ Eine weitere Änderung wurde im Jahr 2011 eingeführt. Seitdem muss der Nachweis der liquiden Mittel für alle Gebote des Auktionsteilnehmers in der-

⁹⁵³ Art. 8 I Verordnung CONAMA N° 19/1997.

⁹⁵⁴ Art. 3, 5 Verordnung CONAMA N° 462/2014.

⁹⁵⁵ Siehe hierzu unter § 18D.II.2.a) ab S. 254.

⁹⁵⁶ Die finanzielle Leistungsfähigkeit wird erst nach Erteilung der Zuschläge im Rahmen des energierechtlichen Genehmigungsverfahrens überprüft, siehe Fn. 1063.

⁹⁵⁷ Nr. 10.7.2.4 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 13.

⁹⁵⁸ Nr. 11.7.2.5 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 17.

selben Auktion erbracht werden.⁹⁵⁹ Die bislang letzte Anhebung der Standards liegt außerhalb des Untersuchungszeitraums. Die finanzielle Leistungsfähigkeit muss unabhängig von der eingesetzten Technologie nachgewiesen werden. Die Änderungen haben ihren Ursprung deshalb nicht zwangsläufig in Problemen mit der Finanzierung von Windparks. In den Interviews wurden Probleme mit der Finanzierung aufgrund der Größe des Projekts in erster Linie mit Verbrennungskraftwerken, die ebenfalls am brasilianischen Auktionsmechanismus teilnehmen, in Verbindung gebracht [Interviews: j,m].

Weitere bieterbezogene Präqualifikationsvoraussetzungen wie den Nachweis über bereits umgesetzte Projekte sieht das brasilianische Auktionsdesign nicht vor.

III. Kontingentierung im Rahmen einer „Capacity Stage“

Im Jahr 2013 wurde ein zusätzlicher Mechanismus eingeführt, der verhindern soll, dass die bezuschlagten Erzeugungskapazitäten die Netzkapazitäten überschreiten. Es handelt sich um eine Kontingentierung für bestimmte Bereiche des Verteiler- und Übertragungsnetzes. Diese Kontingentierung findet im Rahmen einer vorgezogenen Auktionsphase statt, die als Capacity Stage bezeichnet wird. Dieser Mechanismus wurde bisher in zwei der in diesem Kapitel untersuchten Auktionen eingesetzt.⁹⁶⁰

Zur Durchführung der Capacity Stage wird das Übertragungsnetz in einzelne Gebiete unterteilt. Diese Unterteilung findet auf örtlicher, regionaler und überregionaler Ebene statt. Für jedes der Gebiete werden die noch verfügbaren Netzkapazitäten festgelegt.⁹⁶¹ Dabei werden allerdings auch die Netzabschnitte in der Planungs- und Bauphase mit einbezogen. In der vorgeschalteten Auktionsrunde geben die Auktionsteilnehmer aller Technologien ein Gebot ab. Anhand dieser Gebote wird überprüft, ob in einem Gebiet der drei Ebenen die freie Übertragungsnetzkapazität überschritten würde, wenn dort alle Gebote einen Zuschlag erhalten würden.⁹⁶² Für diese Gebiete werden geordnet nach ihrer Höhe nur so viele Ge-

⁹⁵⁹ Vorher konnten dieselben liquiden Vermögenswerte für mehrere Gebote als Nachweis der finanziellen Leistungsfähigkeit verwendet werden, siehe zur Neuregelung Nr. 11.8.2.5.2 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 20. Die bislang letzte Anhebung der Standards liegt außerhalb des Untersuchungszeitraums. Sie erfolgte im Jahr 2016. Die generelle und kurzfristige Liquidität müssen seitdem 20 % betragen, siehe Nr. 11.8.2.4.1 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 37.

⁹⁶⁰ Siehe für Auktion Nr. 24 Art. 5 Verordnung MME N° 212/2013 und für Auktion Nr. 31 Art. 6 Verordnung MME N° 39/2015.

⁹⁶¹ Art. 2° VII Verordnung MME N° 225/2015.

⁹⁶² Siehe für Auktion Nr. 24 Art. 5 Verordnung MME N° 212/2013 und für Auktion Nr. 31 Art. 6 Verordnung MME N° 39/2015.

bote zugelassen, dass die voraussichtliche Netzkapazität nicht überschritten wird.⁹⁶³

IV. Sanktionen

Die Verhängung von Sanktionen hängt vom Ablauf der Realisierungsfrist ab. Diese kann in Brasilien unter bestimmten Voraussetzungen verlängert werden [siehe 1]. Steht die Überschreitung der Realisierungsfrist fest, können sich die Sanktionen sowohl aus der vertraglichen Sphäre des Stromlieferungsvertrages [siehe 2] als auch aus der verwaltungsrechtlichen Sphäre ergeben [siehe 3].

1. Verlängerung der Realisierungsfrist und Haftung für den Netzanschluss

Liegt der Grund für die Verspätung außerhalb des Verantwortungsbereichs des Projektentwicklers, kann die Verlängerung der Realisierungsfrist beantragt werden. In der Vergangenheit haben die Projektentwickler diese Möglichkeit in erheblichem Umfang genutzt. Insgesamt 43 % der bezuschlagten Kapazität im Untersuchungszeitraum haben eine Fristverlängerung erhalten.⁹⁶⁴ Ursprünglich gab es in Brasilien zwei Möglichkeiten zur Verlängerung der Realisierungsfrist. Zum einen bestand bis 2013 eine Sonderregelung für netzanschlussbedingte Verspätungen. Diese verlängerte nicht nur die Frist, sondern der Projektentwickler erhielt bereits die vertragliche Vergütung, ohne dass seine Anlage ans Netz angeschlossen sein musste [siehe a)]. Seit der Aufhebung dieser Sonderregelung besteht nur noch die Möglichkeit zur einfachen Verlängerung der Realisierungsfrist. [siehe b)]. Im Ergebnis hat die Aufhebung der Sonderregelung zu einer vollständigen Haftungsübertragung für netzanschlussbedingte Verspätungen zu Lasten der Projektentwickler geführt.

a) Sonderregelung für Verspätungen bei fehlendem Netzanschluss bis 2013

Der Netzanschluss ist das zentrale Problem für die rechtzeitige Inbetriebnahme neu errichteter Windkraftanlagen in Brasilien.⁹⁶⁵ Die besten Windstandorte liegen dort zum großen Teil im dünn besiedelten Nordosten des Landes.⁹⁶⁶ Um diese Standorte mit dem Übertragungsnetz zu verbinden, müssen in erheblichem Umfang neue Übertragungslinien errichtet werden. Für die Errichtung neuer Netzabschnitte werden in Brasilien ebenfalls Auktionen durchgeführt.⁹⁶⁷ Die Gewinner dieser Auktionen sind für den rechtzeitigen Netzanschluss verantwortlich. Die Er-

⁹⁶³ In der nächsten Phase (Descending Clock Stage) beginnt die Auktion mit dem höchsten Gebot, das die Capacity Stage überstanden hat. Siehe zur grundsätzlichen Systematik der Gebotsabgabe in Brasilien unter § 7A.III.1 auf S. 37 ff.

⁹⁶⁴ Eigene Auswertung der im Methodikteil unter § 18B angegeben offiziellen Datenquellen.

⁹⁶⁵ Siehe unter § 18D.II.2.a) ab S. 254.

⁹⁶⁶ Tolmasquim, Energia Renovável, S. 280.

⁹⁶⁷ Tolmasquim, Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, S. 156.

zeuger haben dementsprechend keinen Einfluss auf den Ausbau des Übertragungsnetzes.

Daher sah das brasilianische Auktionsdesign bis zur Auktion Nr. 24 im Jahr 2013 eine Regelung vor, die die Erzeuger von dem Risiko des fehlenden Netzanschlusses befreite. Nach dieser Regelung erhielten nachweislich betriebsbereite Anlagen die vertraglich vereinbarte Vergütung, auch wenn der Netzanschluss noch nicht bestand.⁹⁶⁸ Zudem wurde ihnen die hinterlegte Sicherheitsleistung zurückerstattet.⁹⁶⁹ Voraussetzung hierfür war ein von der zuständigen Behörde anerkannter Nachweis über die sonstige Betriebsbereitschaft der Anlage.⁹⁷⁰ Diese Regelung ging also über die Verlängerung der Realisierungsfrist hinaus. Es handelte sich im Ergebnis um eine Fiktion, dass die Anlage bereits ans Netz gegangen sei. Die Erzeuger wurden durch diese Fiktion vollständig von dem Risiko für den Netzanschluss befreit.

Diese Regelung wurde jedoch ab der Auktion Nr. 26 im November 2013 nicht mehr in die Musterverträge aufgenommen.⁹⁷¹ Dies hatte weitreichende Folgen, die über die Abschaffung der vorgezogenen Vergütung hinausgehen. Wie der nächste Abschnitt erläutert, sorgte die Abschaffung der Sonderregelung dafür, dass bei netzanschlussbedingten Verspätungen auch die Möglichkeit zur einfachen Verlängerung der Realisierungsfrist entfiel.

b) Sonstige Verlängerung der Realisierungsfrist

Neben der 2013 außer Kraft getretenen Spezialregelung für betriebsbereite Anlagen ohne Netzanschluss besteht die Möglichkeit zur Verlängerung der Realisierungsfrist ohne vorgezogene Vergütung. Sowohl das Datum der Inbetriebnahme im behördlich genehmigten Zeitplan als auch die Vertragslaufzeit wird dabei nach hinten verschoben. Die Voraussetzungen für diese einfache Verlängerung haben sich aus der Verwaltungspraxis der Regulierungsbehörde ANEEL entwickelt.⁹⁷² Demnach ist eine Verlängerung entweder möglich, wenn ein anerkannter Recht-

⁹⁶⁸ Die Klausel für betriebsbereite Kraftwerke („usina-apta“) ist in den Musterverträgen geregelt. Siehe Nr. 5.12 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 23, Nr. 7.17 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 24 i.V.m. Art. 9° Verordnung MME N° 514/2011. Grundlage für die Einführung dieser Vertragsklauseln waren Verordnung MME N° 514/2011 für LEN- und LFA-Auktionen sowie Art. 16 Verordnung MME N° 132/2013 für LER-Auktionen.

⁹⁶⁹ Die Rückerstattung der Sicherheitsleistung ergibt sich aus den Ausschreibungsunterlagen, siehe Nr. 13.6 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 23.

⁹⁷⁰ Für die Anerkennung der Betriebsbereitschaft der Anlage war die Stromregulierungsbehörde ANEEL zuständig.

⁹⁷¹ Art. 14 Verordnung MME N° 226/2013 sieht vor, die Klausel für betriebsbereite Kraftwerke nicht mehr in die Musterverträge aufzunehmen.

⁹⁷² Siehe Begründung der Verwaltungsentscheidung ANEEL N° 3.841/2014, Rn. 12 ff.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

fertigungsgrund besteht oder wenn eine Interessenabwägung im Einzelfall ergibt, dass eine Verlängerung der Frist erforderlich ist.⁹⁷³

Ein Rechtfertigungsgrund liegt vor, wenn entweder ein „zufälliges Ereignis“⁹⁷⁴ oder ein Fall der „höheren Gewalt“⁹⁷⁵ vorliegt.⁹⁷⁶ Dazu zählen nicht nur Naturereignisse, sondern auch Umstände die auf das Verhalten Dritter zurückzuführen sind und nicht in den Verantwortungsbereich des Erzeugers fallen. Hierzu gehören zum einen Verzögerungen bei behördlichen oder gerichtlichen Entscheidungsprozessen,⁹⁷⁷ aber auch das Verhalten Dritter bei Streiks oder bei Besetzungen der Betriebsgelände. Der Erzeuger darf allerdings nicht für diese Ereignisse mitverantwortlich sein und der Umstand muss auch kausal für die verspätete Inbetriebnahme sein.⁹⁷⁸ Eine gesetzliche Regelung zu den Rechtfertigungsgründen wurde erstmals 2016 erlassen.⁹⁷⁹ Der fehlende Netzanschluss wird, obwohl er eigentlich in den Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber fällt, nicht als Rechtfertigungsgrund gewertet.

Liegt kein anerkannter Rechtfertigungsgrund vor, kann eine Verlängerung auch aufgrund einer positiven Interessenabwägung im Einzelfall gewährt werden. Hierzu muss ein öffentliches Interesse an der Verlängerung bestehen und es dürfen keine Rechte Dritter durch die Verlängerung verletzt werden.⁹⁸⁰ Der wichtigste Anwendungsfall der positiven Abwägung im Einzelfall waren bis 2013 Anlagen, die bei Ablauf der Frist weder selbst betriebsbereit noch ans Netz angeschlossen waren. Die Anlagen konnten also aus zwei Gründen keinen Strom in Netz einspeisen.

Bis 2013 bestand aufgrund der oben beschriebenen Vergütungsregelung⁹⁸¹ für betriebsbereite Anlagen ein öffentliches Interesse, die Frist auch für nicht betriebsbereite Anlagen zu verlängern. Denn die bis dahin geltende Risikoverteilung bei fehlendem Netzanschluss bot den Erzeugern einen Anreiz, ihre Anlage nach Ablauf der Realisierungsfrist möglichst schnell in einen betriebsbereiten Zustand zu versetzen, um die vertragliche Vergütung zu erhalten. Dieser Anreiz bestand

⁹⁷³ Die anerkannten Rechtfertigungsgründe werden auf Portugiesisch als „excludente de responsabilidade“ bezeichnet.

⁹⁷⁴ Auf Portugiesisch „caso fortuito“.

⁹⁷⁵ Auf Portugiesisch „força maior“.

⁹⁷⁶ Mittlerweile sind in Art. 19 Gesetz N° 13.360/2016 einige Regelbeispiele für zufällige Ereignisse und höhere Gewalt normiert.

⁹⁷⁷ Diese Fallgruppe wird auf Portugiesisch als “fato do príncipe“ beschrieben.

⁹⁷⁸ Siehe Begründung der Verwaltungsentscheidung ANEEL N° 3.841/2014, Rn. 12 ff.

⁹⁷⁹ Der Art. 19 Lei N° 13.360/2016 zählt Regelbeispiele für das Vorliegen eines Rechtfertigungsgrundes auf.

⁹⁸⁰ Siehe Begründung der Verwaltungsentscheidung ANEEL N° 3.841/2014, Rn. 12.

⁹⁸¹ Siehe § 18C.IV.1.a) auf S. 240.

selbst dann, wenn absehbar war, dass die Bereitstellung des Netzanschlusses erst wesentlich später erfolgen würde. Durch die dann fällige Vergütung entstanden den Stromversorgungsunternehmen Kosten, welche sie an die Stromkunden weitergaben. Daher lag es im öffentlichen Interesse, den Erzeugern eine Verlängerung der Realisierungsfrist anzubieten, damit der Zeitraum der Vergütung ohne Stromeinspeisung möglichst kurz ausfällt.⁹⁸²

In der Praxis bestanden bis 2013 also zwei unterschiedliche Arten der Fristverlängerung aufgrund eines fehlenden Netzanschlusses. Die Erzeuger nutzten die Möglichkeit ohne vorgezogene Vergütung, wenn sie absehen konnten, dass es ihnen nicht gelingen würde, die Anlage innerhalb der Realisierungsfrist in einen betriebsbereiten Zustand zu versetzen.⁹⁸³ Damit konnten sie den Sanktionen für verspätete Inbetriebnahmen entgehen. Dies konnte einen größeren finanziellen Vorteil bedeuten, als die vorgezogene Vergütung für den Zeitraum zwischen Beginn der Betriebsbereitschaft der Windkraftanlage und der Herstellung des Netzanschlusses.

Seitdem die vorgezogene Vergütung für betriebsbereite Anlagen ohne Netzanschluss im Jahr 2013 abgeschafft wurde, fällt jedoch auch die Interessenabwägung für die einfache Verlängerung der Realisierungsfrist anders aus. Denn die Gefahr der finanziellen Belastung der Endkunden durch betriebsbereite aber nicht ans Netz angeschlossene Windkraftanlagen besteht nicht mehr.

Im Ergebnis wirkt sich die Abschaffung der Vergütung für betriebsbereite Anlagen somit nicht nur auf die vorgezogene Vergütung, sondern auch auf die zweite Möglichkeit zur Verlängerung der Realisierungsfrist aus. Seit der Neuregelung stellt der fehlende Netzanschluss keinen Grund für die Verlängerung der Realisierungsfrist mehr dar. Die Erzeuger tragen somit das volle finanzielle Risiko für den Netzanschluss.⁹⁸⁴ Die positiven und negativen Auswirkungen dieser Risikoübertragung werden in § 18D.III.1 auf S. 264 ff. diskutiert.

2. Rechtsfolgen auf vertraglicher Ebene

Die im Ergebnis am schwersten wiegende Sanktion für Verspätungen ergibt sich aus den Musterverträgen, die die bezuschlagten Erzeuger mit den Stromversorgungsunternehmen bzw. mit der Stromhandelskammer CCEE schließen. Die Ausgestaltung dieser Ersatzpflicht bzw. Vertragsstrafe hängt von der Art der

⁹⁸² Siehe Begründung der Verwaltungsentscheidung 2.683/2012, Rn. 64 f..

⁹⁸³ Von den Verlängerungen bei fehlendem Netzanschluss waren sogar 59 % der Kapazität Verlängerungen ohne vorgezogene Vergütung. Eigene Auswertung der im Methodikteil unter § 18B angegebenen offiziellen Datenquellen.

⁹⁸⁴ Dabei handelt es sich in erster Linie um die finanziellen Belastungen auf vertraglicher Ebene, siehe dazu § 18C.IV.2 auf S. 243.

durchgeführten Auktion ab. Bei den Auktionen zur Deckung des allgemeinen Strombedarfs (LEN-Auktionen) und bei den Auktionen für alternative Energiequellen (LFA-Auktionen) sehen die Verträge eine Ersatzpflicht vor, die mit einem sehr hohen finanziellen Risiko verbunden ist [siehe a)]. Bei Reserveenergieauktionen (LER-Auktionen) ist das finanzielle Risiko in Form einer Vertragsstrafe gedeckelt [siehe b)]. Diese unterschiedliche Risikoverteilung geht darauf zurück, dass bei den Reserveenergieauktionen eine staatliche Stelle Vertragspartner der bezuschlagten Projektentwickler ist.

a) Ersatzpflicht und Vertragsstrafen bei LEN- und LFA-Auktionen

Bei LEN- und LFA-Auktionen⁹⁸⁵ gehen die Erzeuger Stromlieferverträge mit allen an der Auktion beteiligten Stromversorgungsunternehmen ein. Die Erzeuger sind diesen zum Ersatz des aufgrund einer verspäteten Inbetriebnahme nicht gelieferten Stroms verpflichtet.⁹⁸⁶ Diese Verpflichtung ergibt sich verschuldensunabhängig automatisch aus dem Umstand der Fristverletzung. Verschuldensaspekte können höchstens im Rahmen der Verfahren zur Verlängerung der Realisierungsfrist angebracht werden.

Die Erzeuger haben verschiedene Möglichkeiten, dieser Verpflichtung nachzukommen. Entweder sie nutzen freie Kapazitäten eigener Kraftwerke oder sie kaufen Strom von anderen Anbietern hinzu. Gelingt es ihnen nicht, ihre Lieferverpflichtung auf diese Weise zu erfüllen, greift der Ausgleichsmechanismus der brasilianischen Stromhandelskammer.⁹⁸⁷

Dieser Mechanismus stellt dem Erzeuger den nicht gelieferten Strom zu einem behördlich berechneten Preis in Rechnung und schreibt ihn den Stromversorgungsunternehmen gut. Dieser Preis wird in Brasilien als Spotmarktpreis bezeichnet, obwohl er nicht das Ergebnis von Angebot und Nachfrage auf einem freien Markt ist. Er stellt eine Vorhersage für die voraussichtlichen Stromerzeugungskosten der jeweils kommenden Woche dar. Diese Vorhersage hängt im Wesentlichen davon ab, in welchem Umfang die Niederschlagsverhältnisse den Einsatz von Wasserkraftwerken zulassen. Ist wenig Niederschlag gefallen, muss auf teurere herkömmliche Kraftwerke zurückgegriffen werden und der Spotmarkt-

⁹⁸⁵ Siehe zu den unterschiedlichen Auktionstypen in Brasilien unter § 7A.II.1 auf S. 34 ff.

⁹⁸⁶ Der nicht gelieferte Strom bemisst sich an der Kapazität der Anlagen in MWm und dem Zeitraum der Verspätung. Der Wert MWm gibt an, zu wie vielen Megawattstunden Leistung pro Jahr sich der Betreiber im Rahmen der Auktion verpflichtet hat. Eine MWm entspricht 8.760 MWh, da das Jahr 8.760 Stunden hat. Siehe zur Definition der „MW médio“ unter Comercializadora Energisa, Glossário, <http://comercializadora.grupoenergisa.com.br/paginas/mercado-livre/glossario.aspx?letra=M>, (letzter Abruf: 02.09.2019), siehe Nr. 6.2 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 31.

⁹⁸⁷ Nr. 5.7, 5.10 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 31.

preis steigt.⁹⁸⁸ In der Praxis orientieren sich auch die Preise für den kurzfristigen Zukauf von Strom auf dem freien Markt an diesem Spotmarktpreis [Interviews: p,q].⁹⁸⁹ Die Kosten für den Zukauf bei anderen Anbietern entsprechen also in etwa der finanziellen Belastung im Falle des Eingreifens des beschriebenen Ausgleichsmechanismus.

Ferner sollen die Erzeuger keinen Vorteil aus Schwankungen des Spotmarktpreises ziehen können. Dies wäre der Fall, wenn der Spotmarktpreis zum Zeitpunkt der Verspätung unterhalb des Auktionspreises liegt. Dann müssten Erzeuger, die ihre Anlagen verspätet in Betrieb nehmen, nur den Spotmarktpreis zahlen und würden ihre volle Vergütung erhalten. Folglich würden sie mit der verspäteten Inbetriebnahme der Anlage Gewinn erzielen. Daher deckeln die Musterverträge die Vergütung bei verspäteter Inbetriebnahme auf den Spotmarktpreis bzw. auf den tatsächlich auf dem freien Markt gezahlten Preis.⁹⁹⁰ Ferner wird die Vergütung bei über dreimonatigen Verspätungen um weitere 15 % reduziert.

Bei Projektabbrüchen muss der Erzeuger an die Stromversorgungsunternehmen eine Vertragsstrafe entrichten, die auf die vertragliche Vergütung eines Jahres begrenzt ist.⁹⁹¹ Ist den Stromversorgungsunternehmen darüber hinaus ein Schaden entstanden, muss auch dieser ersetzt werden.⁹⁹²

Insgesamt wird das finanzielle Risiko, Strom auf dem freien Markt bzw. am Spotmarkt nachkaufen zu müssen, als sehr hoch eingeschätzt [Interviews: o,p,q,r,s].⁹⁹³ Das zeigt auch der Vergleich zwischen durchschnittlichem Auktionspreis und durchschnittlichem Spotmarktpreis. Denn der durchschnittliche Spotmarktpreis liegt wesentlich höher als die durchschnittliche Vergütung für Strom aus Windkraft. Für die hier untersuchten Auktionen, lag der Auktionspreis pro Zuschlag im Schnitt bei 122,15 R\$/MWh.⁹⁹⁴ Der durchschnittliche Spotmarktpreis lag für den Zeitraum zwischen Ablauf der ersten Realisierungsfrist (Juli 2012) und dem Ablauf der letzten Realisierungsfrist der hier untersuchten Ausschreibungen (Okto-

⁹⁸⁸ Siehe zum Spotmarktpreis und zu der zentralen Steuerung der Kraftwerkskapazitäten unter § 6A.IV auf S. 24 bzw. § 6A.III auf S. 21.

⁹⁸⁹ Siehe zu den verschiedenen Marktsegmenten des brasilianischen Strommarktes unter § 6A.II auf S. 19.

⁹⁹⁰ Siehe Art. 2° Verordnung ANEEL N° 595/2013.

⁹⁹¹ Siehe Nr. 12.1 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 31.

⁹⁹² Siehe Nr. 11.3 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 31.

⁹⁹³ In der Literatur wird kaum auf die Ersatzpflicht eingegangen. Nur, *Elizondo Azuela et al.*, *Auctions in Brazil, China and India*, 2014, S. 10 beschreiben diese Ersatzpflicht als starken Anreiz, Verspätungen beim Netzausbau zu vermeiden.

⁹⁹⁴ Eigene Auswertung der im Methodikteil unter § 18B angegeben offiziellen Datenquellen.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

ber 2017) bei 314,14 R\$/MWh.⁹⁹⁵ Ferner ist der Spotmarktpreis von großen Preisschwankungen geprägt.⁹⁹⁶ Dies ist auf seine starke Abhängigkeit von den hydrologischen Verhältnissen in Brasilien zurückzuführen. In anhaltenden Dürrephasen kann er den gesetzlich gedeckelten Höchstwert von ca. 800 R\$/MWh für einen längeren Zeitraum erreichen.⁹⁹⁷ Das bedeutet, dass die Erzeuger ein erhebliches Risiko tragen, im Fall von Verspätungen Strom zu einem Preis erwerben zu müssen, der ihre vertragliche Vergütung wesentlich übersteigt. Laut den interviewten Marktteilnehmern können die finanziellen Einbußen sogar ein Niveau erreichen, das die Wirtschaftlichkeit des gesamten Projekts in Frage stellt [Interviews: p,q].

Es wird also ein starker finanzieller Anreiz geschaffen, Verspätungen zu verhindern oder deren Länge zumindest auf ein Minimum zu begrenzen. Der Nachteil dieses Mechanismus besteht darin, dass die für die Verspätung entstehenden Kosten für die Projektentwickler kaum abschätzbar sind. Grundsätzlich dienen die Sanktionen dazu, die Kosten für eine Verspätung zu erhöhen, um einen Anreiz zu bieten solche zu verhindern oder zu minimieren.⁹⁹⁸ Die Sanktion sollte schwer genug sein, um diesen Effekt zu erreichen. Sie sollte aber nicht darüber hinausgehen, da die Projektentwickler das finanzielle Risiko in ihren Geboten einpreisen oder sogar von der Teilnahme an den Auktionen abgehalten werden.

Nach dem brasilianischen Modell wissen die Projektentwickler nur, dass ihnen große finanzielle Einbußen drohen, wenn sie die Realisierungsfrist überschreiten. Sie können im Vorfeld den Umfang dieses Risikos jedoch nicht abschätzen und in einem angemessenen Maß in ihre Gebote einpreisen.⁹⁹⁹ Die Höhe der finanziellen Belastung hängt von Faktoren ab, die nicht mit der Verspätung in Verbindung stehen. Das bedeutet, dass die Höhe der Ersatzpflicht aus der Perspektive der Erzeuger vom Zufall abhängt. Im Hinblick auf die mit Sanktionen für Verspätun-

⁹⁹⁵ Eigene Auswertung auf Grundlage der Statistik der brasilianischen Stromhandelskammer CCEE, CCEE, Preço Médio da CCEE (R\$/MWh), 01.06.2019, https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=307723231382178&_adf.ctrl-state=10dtpy6yie_1#!%40%40%3F_afLoop%3D307723231382178%26_adf.ctrl-state%3D10dtpy6yie_5, (letzter Abruf: 08.07.2019).

⁹⁹⁶ Dalbem, et al., Energy Policy 66 (2014), 303, 305.

⁹⁹⁷ Dieser Fall ist zwischen Februar 2014 und April 2014 eingetreten, siehe die Statistiken der brasilianischen Stromhandelskammer CCEE, CCEE, Preço Médio da CCEE (R\$/MWh), 01.06.2019, https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=307723231382178&_adf.ctrl-state=10dtpy6yie_1#!%40%40%3F_afLoop%3D307723231382178%26_adf.ctrl-state%3D10dtpy6yie_5, (letzter Abruf: 08.07.2019).

⁹⁹⁸ Siehe zur Funktionsweise von Sanktionsmechanismen unter § 17 auf S. 228.

⁹⁹⁹ Siehe zur Bewertung der fehlenden Transparenz unter § 18D.III.3 auf S. 275.

gen verbundenen Zielkonflikte, kommt es aber gerade auf den Erwartungshorizont der Projektentwickler an.

b) Vertragsstrafen bei LER-Auktionen

Bei Reserveenergieauktionen (LER-Auktionen)¹⁰⁰⁰ entsteht kein Vertragsverhältnis zwischen den Erzeugern und den Stromversorgungsunternehmen. Abnehmer des Stroms ist die brasilianische Stromhandelskammer. Im Fall von Verspätungen müssen die Erzeuger eine Vertragsstrafe in Höhe von 15 % der vertraglich vorgesehenen Vergütung an die Stromhandelskammer zahlen.¹⁰⁰¹ Bei Projektabbrüchen muss der Erzeuger an die Stromhandelskammer eine Vertragsstrafe entrichten.¹⁰⁰² Ist der Kammer darüber hinaus ein Schaden entstanden, muss auch dieser ersetzt werden.¹⁰⁰³

3. Sanktionen auf verwaltungsrechtlicher Ebene

a) Bußgeld

Die Ausschreibungsunterlagen sehen unter Verweis auf Art. 85, 86 Gesetz N° 8.666/1993 vor, dass bei Verspätungen und Projektabbrüchen ein vom Verschulden des Bieters abhängiges Bußgeld zwischen 0,001 % und 10 % der Investitionssumme verhängt werden kann.¹⁰⁰⁴ Von dieser Möglichkeit wird in der Praxis allerdings nur sehr selten Gebrauch gemacht [Interviews: p,q]. Einer der interviewten Experten auf Behördenseite gab an, dass sich die Anwendung in der Praxis auf Fälle begrenzt, bei denen erkennbar ist, dass das Projekt ohnehin nicht mehr fertiggestellt werden wird [Interview: w]. Dies sei auf die begrenzten Kapazitäten der zuständigen Behörde zurückzuführen.¹⁰⁰⁵ Sie sei nicht in der Lage, den Fortschritt bei allen Anlagen zu überwachen und entsprechende Verwaltungsverfahren für die Verhängung von Bußgeldern zu betreiben [Interview: w]. Aus diesem Grund trifft die zuständige Behörde seit dem Jahr 2017 eine Vorauswahl an Anlagen, deren Projektfortschritt sie überwacht und gibt diese Auswahl öffentlich bekannt.¹⁰⁰⁶ Im Ergebnis spielt die Verhängung der Bußgelder also nur bei Projektabbrüchen eine Rolle.

¹⁰⁰⁰ Siehe zu den unterschiedlichen Auktionstypen in Brasilien unter § 7A.II.1 auf S. 34 ff; <https://rb.gy/y2pjoy5>.

¹⁰⁰¹ Nr. 10.1, 10.2 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 29.

¹⁰⁰² Nr. 13.1 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 29.

¹⁰⁰³ Nr. 12.3 Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 29.

¹⁰⁰⁴ Nr. 16.2 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 31.

¹⁰⁰⁵ Zuständig für die Überwachung der Fristeinhaltung und die Verhängung von Bußgeldern ist die Stromregulierungsbehörde ANEEL.

¹⁰⁰⁶ ANEEL, NOVO MODELO DE FISCALIZAÇÃO DE USINAS EM IMPLANTAÇÃO, <http://aneel.gov.br/campanhas-de-fiscalizacao-da-geracao>, (letzter Abruf: 06.06.2019).

b) Einbehaltung der Sicherheitsleistung

Vor der Teilnahme an der Auktion ist eine Sicherheitsleistung von 1 % der Investitionssumme zu hinterlegen.¹⁰⁰⁷ Im Falle eines Zuschlages muss der Projektentwickler eine weitere Sicherheitsleistung in Höhe von 5 % der Investitionssumme aufbringen.¹⁰⁰⁸ Die Sicherheitsleistungen können als Kautionsleistung in Geld, in Form von brasilianischen Staatsanleihen, als Bankbürgschaft oder als ein bei der Stromhandelskammer begünstigter Versicherungsvertrag hinterlegt werden.¹⁰⁰⁹

Die erste Sicherheitsleistung kann einbehalten werden, wenn ein Auktionsteilnehmer seiner Verpflichtung zum Abschluss des Stromlieferungsvertrages und zur Hinterlegung der zweiten Sicherheitsleistung nach Erhalt eines Zuschlages nicht nachkommt. Sie soll also in erster Linie verhindern, dass Auktionsteilnehmer Gebote abgeben, ohne tatsächlich die Absicht zu besitzen, im Falle eines Zuschlages den Stromliefervertrag abzuschließen.

Der zweiten Sicherheitsleistung kommt die Funktion zu, Verspätungen und Projektabbrüche zu verhindern. Denn sie kann sowohl bei Verspätungen als auch beim Projektabbruch einbehalten werden. Im Vorfeld der Auktion werden Zwischenfristen zur Errichtung und Inbetriebnahme der Anlagen festgelegt. Bei Verspätungen von mindestens 60 Tagen können Teile der Sicherheitsleistung einbehalten werden. Die Höhe der einbehaltenen Sicherheitsleistung hängt in diesem Fall davon ab, in welchem Stadium sich das Projekt befindet.¹⁰¹⁰

Der Eintritt einer Verspätung bzw. eines Projektabbruchs ist die einzige Voraussetzung, die die Ausschreibungsbedingungen für die Einbehaltung der Sicherheitsleistung vorsehen. Anders als bei der Verhängung von Bußgeldern ist kein Verschulden des Erzeugers erforderlich. Dadurch hätte die zuständige Behörde theoretisch die Möglichkeit, ohne großen Verwaltungsaufwand finanziellen Druck zur Einhaltung der Realisierungsfrist zu erzeugen.

In der Praxis ist dies aufgrund von Eigenheiten des brasilianischen Versicherungsvertragsrechts jedoch nicht gelungen. Ist die Sicherheitsleistung als drittbe-

¹⁰⁰⁷ Nr. 8.2.1 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 31. Für Anlagen, die bereits eine energierechtliche Genehmigung besitzen, reduziert sich die Summe auf 2.000 R\$ pro 0,1 MW médio. Dieser Fall hat allerdings kaum praktische Relevanz, da nur neue Anlagen zur Auktion zugelassen werden. Es müsste sich also um eine Anlage handeln, die ihre energierechtliche Genehmigung bereits hat, aber noch nicht in Betrieb genommen wurde. Die energierechtliche Genehmigung wird meist aber erst beantragt, nachdem der Erzeuger einen Zuschlag erhalten hat.

¹⁰⁰⁸ Nr. 13.1 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 31. Die erste Sicherheitsleistung wird nach Hinterlegung der zweiten zurückerstattet. Insgesamt beläuft sich die hinterlegte Sicherheit also auf 5 % der Investitionssumme.

¹⁰⁰⁹ Art. 56 § 1° Gesetz N° 8.666/1993.

¹⁰¹⁰ Nr. 13.9.3 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 31.

günstiger Versicherungsvertrag ausgestaltet, entsteht ein Dreipersonenverhältnis zwischen:

- Versicherer,
- Versicherungsnehmer (Erzeuger) und
- begünstigter Person (Stromhandelskammer).

Die Sicherheitsleistung kann nach brasilianischem Recht nur dann einbehalten werden, wenn der begünstigten Person ein Schaden entstanden ist oder wenn ein Bußgeld verhängt wurde.¹⁰¹¹ Der Stromhandelskammer als begünstigter Person entsteht bei Verspätungen jedoch kein unmittelbarer ein Schaden. Sie könnte sich lediglich darauf berufen, dass sie bei einer Vielzahl an Projektabbrüchen zusätzliche Auktionen durchführen muss. Dieser Nachweis gelingt jedoch nur in seltenen Fällen [Interviews: q,r].¹⁰¹² Zur Verhängung von Bußgeldern kommt es aufgrund eines massiven Vollzugsdefizits nur bei Projektabbrüchen.¹⁰¹³ Folglich fehlt es bei Verspätungen an den rechtlichen Voraussetzungen zur Einbehaltung von Sicherheitsleistungen, wenn sie als drittbegünstigender Versicherungsvertrag hinterlegt wurden. Aus diesem Grund wird von den Erzeugern in den meisten Fällen diese Form der Sicherheitsleistung gewählt [Interviews: e,j,m].¹⁰¹⁴

Das wirft die Frage auf, warum der in diesem Fall offensichtlich nicht geeignete drittbegünstigende Versicherungsvertrag weiterhin als Möglichkeit zur Hinterlegung der Sicherheitsleistung in den Ausschreibungsbedingungen vorgesehen ist. Die Antwort liegt im allgemeinen Gesetz zur Vergabe öffentlicher Aufträge.¹⁰¹⁵ Dieses schreibt den drittbegünstigenden Versicherungsvertrag als eine Möglichkeit zur Hinterlegung der Sicherheitsleistung vor. Daraus ergibt sich in den meisten anderen Konstellationen der öffentlichen Auftragsvergabe kein Problem. Nur in der speziellen Konstellation der Stromauktionen sind geschädigte Person und vom Versicherungsvertrag begünstigte Person nicht identisch.¹⁰¹⁶ Ein Versuch, das allgemeine Gesetz zur Vergabe öffentlicher Aufträge diesbezüglich zu än-

¹⁰¹¹ Art. 13 II Verordnung SUSEP n° 477/2013.

¹⁰¹² Kommt es zu einem Schaden durch die Verspätung oder den Projektabbruch, entsteht dieser typischerweise bei den Stromversorgungsunternehmen als Vertragspartner des Stromlieferungsvertrages. Diese sind jedoch nicht die begünstigte Person des Versicherungsvertrages. Siehe zu den Schwierigkeiten zur Berechnung dieses Schadens das Gutachten der ANEEL vom 22.01.2015 zum Aktenzeichen 48500.005655/2013-92.

¹⁰¹³ Siehe § 18C.IV.3.a) auf S. 246.

¹⁰¹⁴ Zudem muss bei einer Hinterlegung als Bankbürgschaft oder Versicherungsvertrag vom Erzeuger in der Praxis deutlich weniger als die 1 % bzw. 5 % der Investitionssumme aufgebracht werden. Die volle Summe wird nur erforderlich, wenn die Sicherheitsleistung von der Stromhandelskammer bei der Bank oder der Versicherung eingezogen wird und diese beim Erzeuger in Regress gehen [e,j].

¹⁰¹⁵ Art. 56 § 1° II Gesetz N° 8.666/1993.

¹⁰¹⁶ Siehe Fn. 1012.

dern, scheiterte im Jahr 2016. Einer der interviewten Experten führt dies auf den Widerstand der Stromerzeuger zurück, die vorbrachten, diese Art der Sicherheitsleistung sei für kleine Unternehmen unentbehrlich [Interview: e].

Das hat zur Folge, dass die Einbehaltung von Sicherheitsleistungen zur Verhinderungen von Verspätungen in der Praxis keine Rolle spielt [Interviews: a,e,c,o,p,s,w]. Ihre Funktion als eigenständiger, verschuldensunabhängiger Mechanismus zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen kann sie nicht erfüllen. Sie dient lediglich der Absicherung von Bußgeldern.

c) Aufhebung des Zuschlags

Was unter der Aufhebung des Zuschlags zu verstehen ist, hängt vom jeweiligen normativen Kontext ab. In Brasilien ist ein langfristiger Stromliefervertrag Auktionsgegenstand.¹⁰¹⁷ Folglich entspricht in Brasilien die Auflösung dieses Vertrages der Aufhebung des Zuschlags.¹⁰¹⁸

In Brasilien kann die zuständige Behörde den Stromliefervertrag für Windkraftanlagen auflösen, wenn entweder die energierechtliche Genehmigung aufgehoben wurde oder wenn eine einjährige Verspätung der Zwischenfristen zur Errichtung und Inbetriebnahme oder der finalen Realisierungsfrist eintritt.¹⁰¹⁹ Die Auflösung des Vertrages ist theoretisch also schon vor Ablauf der endgültigen Realisierungsfrist möglich. Allerdings wird dieses Mittel nur selten [Interview: n] bzw. nach Angaben von Behördenseite nur als letztes Mittel eingesetzt, wenn bereits erkennbar ist, dass die Anlage nicht mehr errichtet werden wird [Interview: w]. Die Aufhebung des Vertrages geht dann mit der Aufhebung der energierechtlichen Genehmigung einher.

d) Ausschluss von weiteren Vergabeverfahren

Eine weitere, besonders schwere Sanktion ist der Ausschluss von zukünftigen Vergabeverfahren.¹⁰²⁰ Es gibt zwei unterschiedliche Formen des Ausschlusses. Die erste Variante sieht einen maximal zweijährigen Ausschluss von Vergabeverfahren vor, die von der Stromregulierungsbehörde ANEEL durchgeführt werden.¹⁰²¹ Die zweite Variante ermöglicht den Ausschluss von allen Vergabeverfahren der öffentlichen Hand ohne zeitliche Begrenzung. In diesem Fall ist die Teilnahme erst wieder möglich, wenn der Umstand, der zu dem Ausschluss geführt

¹⁰¹⁷ Siehe zum Auktionsgegenstand näher unter § 7A.I.1 auf S. 32.

¹⁰¹⁸ In Deutschland entspricht die Aufhebung Anspruchs auf die Marktprämie gegenüber dem Netzbetreiber der Aufhebung des Zuschlags. Siehe dazu unter § 19D.I auf S.288.

¹⁰¹⁹ Siehe Nr. 11.1 (ii), (v) Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 31. Zuständig für die Vertragsauflösung ist die Stromregulierungsbehörde ANEEL.

¹⁰²⁰ Siehe Art. 87 III, IV Gesetz N° 8.666/1993.

¹⁰²¹ Nr. 16.1.3 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 31 und Art. 87 III Gesetz N° 8.666/1993.

hat, nicht mehr vorliegt oder eine entsprechende Entschädigung gezahlt wurde.¹⁰²² Der Ausschluss von Vergabeverfahren betrifft bei beiden Varianten nicht nur die teilnehmende Gesellschaft, sondern auch deren Mutter- und Tochterkonzerne.¹⁰²³

Weder die Ausschreibungsbedingungen noch das allgemeine Gesetz zur Vergabe öffentlicher Aufträge sehen detaillierte Tatbestandsvoraussetzungen für den Ausschluss von weiteren Vergabeverfahren vor.¹⁰²⁴ Da der Ausschluss von zukünftigen Vergabeverfahren aber als besonders harte Rechtsfolge eingestuft wird, können beide Varianten nur bei schweren Vertragsverletzungen verhängt werden.¹⁰²⁵ Dementsprechend wird der Ausschluss von Vergabeverfahren in der Praxis nur bei Projektabbrüchen und nicht bei Verspätungen angewandt [Interviews: o,r,s,w]. Zur Verhinderung von Projektabbrüchen wird dieser Sanktion große abschreckende Wirkung zugeschrieben [Interviews: r,u,w]. Das gelte insbesondere aufgrund der Erstreckung der Rechtsfolgen auf die Mutter- und Tochterkonzerne. Diese Einschätzung erscheint vor dem Hintergrund, dass die über 400 bezuschlagten Projekte der ersten zehn Auktionen von nur 38 verschiedenen Konzernen durchgeführt wurden, als folgerichtig.¹⁰²⁶ Die meisten Projektentwickler wollen mehrmals an den Auktionen teilnehmen und ein Ausschluss stellt dementsprechend eine harte Sanktion dar.

D. Verspätungen

I. Umfang der Verspätungen

Bei Windkraftanlagen an Land in Brasilien ist das Problem der Verspätungen wesentlich größer als das der Projektabbrüche. Im Untersuchungszeitraum hielten nur 17 % der bezuschlagten Kapazität die Realisierungsfrist ein (siehe Tabelle 6 auf S. 254). Auch sechs Monate nach Fristablauf der jeweiligen Auktion lag die Realisierungsrate der Windkraftanlagen bei nur 33 %. Und selbst ein Jahr nach Fristablauf war weniger als die Hälfte der bezuschlagten Kapazität in Betrieb. Erhebliche Verspätungen bei Windkraftanlagen sind in Brasilien also ein flächendeckendes Phänomen.

¹⁰²² Nr. 16.1.4 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 31 und Art. 87 IV Gesetz N° 8.666/1993. Zudem kann eine minimale Frist von bis zu zwei Jahren festgelegt werden.

¹⁰²³ Nr. 16.4 Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 31.

¹⁰²⁴ Art. 87 III, IV Gesetz N° 8.666/1993 sieht als Minimalanforderung lediglich eine teilweise Nichterfüllung des Vertrages vor.

¹⁰²⁵ *Justen Filho*, Lei de licitações e contratos administrativos, Art. 87, Rn. 12.

¹⁰²⁶ Siehe hierzu Fn. 1072.

Das stellt im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ein erhebliches Problem dar.¹⁰²⁷ In Brasilien besteht eine steigende Stromnachfrage.¹⁰²⁸ Diese wird hauptsächlich über die Stromauktionen gedeckt.¹⁰²⁹ Es wird also nicht nur ein bestehendes System der Stromversorgung von herkömmlichen zu erneuerbaren Energieträgern umgebaut, sondern es geht auch um den Netto-Ausbau der Erzeugungskapazitäten. Fehlende Kapazitäten können daher nicht durch eine spätere Abschaltung bestehender Kraftwerkskapazitäten ausgeglichen werden. Das Ausmaß dieser Problemstellung zeigt sich insbesondere daran, dass auch vier Jahre nach Ablauf der Realisierungsfrist über 25 % der bezuschlagten Kapazität nicht in Betrieb waren.

Nachfolgend werden die Ursachen für die massiven Verspätungen untersucht und ein Zusammenhang zwischen dieser Problematik und dem Auktionsdesign in Brasilien hergestellt.

II. Ursachen für Verspätungen

1. Zusammenfassung der Ursachen

Dieser Abschnitt gibt eine Zusammenfassung der Ursachen für die Verspätungen. Die darauffolgenden Abschnitte untersuchen die einzelnen Ursachen im Detail.

Bisher wurden die Ursachen für die Verspätungen in Brasilien in der Literatur nicht in ausreichendem Maße aufgearbeitet, um Rückschlüsse auf das Auktionsdesign ziehen zu können.¹⁰³⁰ Zur Ermittlung der Ursachen für die Verspätungen wurde im Rahmen dieser Arbeit eine qualitative Interviewreihe durchgeführt sowie die zur Verfügung stehenden statistischen Daten der verschiedenen an den Auktionen beteiligten Behörden ausgewertet.¹⁰³¹

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass der verspätete Netzanschluss den größten Anteil an den Fristverletzungen hatte [Interviews: a,b,c,e,f,j,k,n].¹⁰³² Ausweislich der genehmigten Fristverlängerungen gingen im Untersuchungszeitraum bis zu 45 % der Verspätungen auf Probleme mit dem Netzanschluss zurück.¹⁰³³ Aufgrund des fehlenden Netzanschlusses sind die Anlagen oft viele Monate oder sogar Jahre

¹⁰²⁷ *Elizondo Azuela et al.*, Auctions in Brazil, China and India, 2014, S. 7.

¹⁰²⁸ EPE, *Projeção da demanda 2017-2026*, 2017, S. 51.

¹⁰²⁹ *Elizondo Azuela et al.*, Auctions in Brazil, China and India, 2014, S. 7. Siehe zudem zum Verhältnis der verschiedenen Marktsegmente und deren Beitrag zur Deckung des Stromverbrauchs unter § 6A.II auf S. 19.

¹⁰³⁰ Siehe zum Stand der Literatur unter § 18A auf S. 230.

¹⁰³¹ Siehe zur Methodik der Interviews unter § 4 auf S. 8 und zu den Datenquellen unter § 18B auf S. 231.

¹⁰³² Siehe hierzu im Detail unter § 18D.II.2.a) auf S. 254 ff.

¹⁰³³ Siehe § 18D.II.2.a)aa) auf S. 256 ff.

später in Betrieb genommen worden [Interviews: a-f]. Der Netzanschluss als Ursache für Verspätungen spielte jedoch nur in den ersten acht Auktionen des Untersuchungszeitraums eine Rolle.¹⁰³⁴ Durch die Übertragung des finanziellen Risikos für den Netzanschluss auf die Erzeuger kam es im Untersuchungszeitraum zu keinen weiteren netzanschlussbedingten Verspätungen.¹⁰³⁵

Verzögerungen bei energie- und umweltrechtlichen Genehmigungsverfahren, die auf das Verschulden der Behörde zurückzuführen sind, waren für weitere ca. 6 % der Verspätungen verantwortlich.¹⁰³⁶ Damit fielen etwas mehr als die Hälfte der Verspätungen nicht in die unmittelbar vom Projektentwickler beeinflussbare Risikosphäre.

Für die andere Hälfte der Verspätungen existieren keine statistischen Daten, die zur Ermittlung der Ursachen herangezogen werden können. In den Experteninterviews wurde eine Reihe von Ursachen mit unterschiedlicher Relevanz genannt. Dabei wurden Lieferengpässe von Windkraftanlagen als Problemstellung hervorgehoben. Sie hätten in erheblichem Umfang zu Verspätungen geführt [Interviews: a,f,n]. Allerdings betonten die befragten Experten, dass die Lieferengpässe hauptsächlich in der Vergangenheit, also vor Durchführung der Interviewreihe im Jahr 2017 aufgetreten seien [Interviews: h,k,m] und derzeit die Nachfrage nach Windkraftanlagen kleiner als das Angebot sei [Interview: f].

Auch die Unerfahrenheit neuer Projektentwickler wird als ein wichtiger Grund für Verspätungen genannt. Statistisch lässt sich jedoch kein Zusammenhang zwischen der Größe des Unternehmens und den Verspätungen herstellen.¹⁰³⁷ Für die übrigen Verspätungen verteilen sich die Ursachen laut den Experteninterviews auf eine Vielzahl von Problemen im Einzelfall. Dazu zählen die Problemfelder Projektfinanzierung, Logistikprobleme und die Verfügungsbefugnis am Grundstück sowie Verzögerungen im energierechtlichen oder umweltrechtlichen Genehmigungsverfahren, die nicht auf die Behörde zurückgehen (siehe Tabelle 5 auf S. 252).

¹⁰³⁴ Siehe § 18D.II.2.a)bb) auf S. 258 ff.

¹⁰³⁵ Zur Kausalität zwischen der Haftungsübertragung und der Verringerung der Verspätungen sowie zu den negativen Auswirkungen auf die Auktionspreise siehe unter § 18D.III.1 auf S. 266 ff.

¹⁰³⁶ Siehe Diagramm 23 auf S. 256.

¹⁰³⁷ Siehe unter § 18D.II.2.g) auf S. 263.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

Tabelle 5 – Relevanz der Verspätungsgründe

Quelle: Eigene Auswertung der durchgeführten Interviewreihe sowie der in § 18B genannten offiziellen Datenquellen.

	Verspätungsgrund	Rückschluss aus offiziellen Daten (wenn möglich)	Relevanz laut Interviewpartner	Bewertung der Relevanz in Interviews
1	Netzanschluss	bis zu 45 % aller Verspätungen	Hoch	a, b, c, e, f, j, k, n
2	Lieferengpass Windkraftanlagen		Mittel	a, b, e, f, h, k, m
3	Projektfinanzierung		Gering	h, i
4	Energierrechtliche oder umweltrechtliche Genehmigung	ca. 6 % aller Verspätungen ¹⁰³⁸	Gering	c,e,f,j,k
6	Logistik		Gering	h, i, n
7	Verfügungsbefugnis Grundstück		Sehr gering	e, f, g
8	Unerfahrenheit der Projektentwickler	keine Korrelation zwischen Größe des Projektentwicklers und Verspätungen feststellbar	Mittel	a,b,i

Für die Erreichung der Ausbauziele ist weiterhin die Länge der Verspätungen von erheblicher Relevanz. Die offiziellen Daten geben keine detaillierte Auskunft über die durchschnittliche Verspätung bei Vorliegen der unterschiedlichen Ursachen. Man kann allerdings die durchschnittlichen netzanschlussbedingten Fristverletzungen mit allen weiteren Verspätungsfällen vergleichen.¹⁰³⁹ Dieser Vergleich macht deutlich, dass die Problematik des Netzanschlusses nicht nur für die meisten, sondern auch für die längsten Verspätungen gesorgt hat (im Schnitt ca. 21 Monate). In allen weiteren Verspätungsfällen betrug die durchschnittliche Fristverletzung hingegen ca. 8 Monate.¹⁰⁴⁰

¹⁰³⁸ Dabei handelt es sich um die von der Behörde verursachten Verzögerungen.

¹⁰³⁹ Als durchschnittliche Verspätung werden die Tage der Verspätung im Vergleich zur ursprünglichen Realisierungsfrist herangezogen.

¹⁰⁴⁰ Eigene Auswertung der im Methodikteil unter § 18B beschriebenen offiziellen Datenquellen.

2. Untersuchung der einzelnen Ursachen

a) Netzanschluss

Viele der besten Windstandorte befinden sich in den nordöstlichen Küstenregionen Brasiliens und somit in großer Entfernung zu den Verbrauchszentren im Süden und Südosten des Landes.¹⁰⁴¹ Zudem ist an vielen dieser Standorte noch keine Infrastruktur vorhanden, sodass erst eine neue Übertragungsnetzlinie und/oder ein Netzanschlusspunkt errichtet werden müssen, bevor die Anlage ans Netz angeschlossen werden kann. Der Ausbau der Netzstrukturen erfolgt in Brasilien grundsätzlich erst nach Abschluss der Stromauktionen.¹⁰⁴² Bei der Errichtung der erforderlichen Netzstrukturen durch die Übertragungsnetzbetreiber kommt es immer wieder zu erheblichen Verspätungen, sodass die Windkraftanlagen bei Ablauf der Realisierungsfrist nicht ans Netz angeschlossen werden können.¹⁰⁴³ Daher sehen die befragten Experten im fehlenden Netzanschluss die hauptsächliche Ursache für die Verspätungen [Interviews: a,b,c,e,f,j,k,n].

Dieses Ergebnis deckt sich mit der nachfolgenden Auswertung der Verwaltungsverfahren zur Verlängerung der Realisierungsfristen. Die Auswertung zeigt auf mehreren Ebenen, dass der Netzanschluss die hauptsächliche Ursache für Verspätungen war und dass es sich dabei um Verspätungen von erheblichem Ausmaß handelte.

Unter Berücksichtigung der verlängerten Realisierungsfristen verbesserte sich die Fristeinhaltung ganz erheblich. Es konnten 38 % der bezuschlagten Kapazität die verlängerte Realisierungsfrist einhalten. Ein halbes Jahr nach verlängertem Fristablauf waren sogar 63 % in Betrieb (siehe Tabelle 6 auf S. 254). Diese Werte sind im Vergleich zur ursprünglichen Realisierungsfrist, bei der sie bei 17 % bzw. 33 % liegen, wesentlich besser. Da die Verlängerungen in erster Linie bei fehlendem Netzanschluss gewährt wurden, zeigt dies welchen großen Einfluss der Netzanschluss auf die Verspätungen hatte.¹⁰⁴⁴

¹⁰⁴¹ Tolmasquim, *Energia Renovável*, S. 280.

¹⁰⁴² Seit 2015 wird vermehrt auf den Ausbau der Übertragungslinien schon vor Durchführung der Stromauktionen gesetzt. Dies hat jedoch keinen Einfluss auf die Verspätungen im Untersuchungszeitraum. Siehe dazu Fn. 1085.

¹⁰⁴³ Für weitere Informationen zum als „ICG“ bezeichneten Modus zur Herstellung neuer Netzanschlusspunkte bei *Elizondo Azuela et al.*, *Auctions in Brazil, China and India*, 2014, 8, 10.

¹⁰⁴⁴ Zum Rückschluss der Verlängerung der Realisierungsfrist auf den Netzanschluss als hauptsächliche Ursache für die Verspätung siehe unter § 18D.II.2.a)aa) auf S. 256 ff.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

Tabelle 6 - Umfang der Projektverspätungen mit und ohne Verlängerung der Realisierungsfrist
Anmerkung: In der Tabelle ist die Einhaltung der Realisierungsfrist hinsichtlich der bezuschlagten Kapazität in % dargestellt. Quelle: Eigene Auswertung der Datenbanken der ANEEL zu ihren Verwaltungsentscheidungen und den in Betrieb genommenen Erzeugungsanlagen sowie der Veröffentlichung der CCEE zu den Auktionsergebnissen.¹⁰⁴⁵

	Frist- einhaltung	+ 6 Monate	+ 1 Jahr	+ 2 Jahre	+ 3 Jahre	+ 4 Jahre
Ursprüngliche Realisierungsfrist	17 %	33 %	43 %	64 %	72 %	74 %
Verlängerte Realisierungsfrist	38 %	63 %	71 %	75 %	75 %	75 %

Der Netzanschluss ist jedoch nur bei den ersten acht Auktionen des Untersuchungszeitraums eine Ursache für Verspätungen gewesen. Dies ergibt die auktionsgenaue Untersuchung der netzanschlussbedingten Verspätungen. Für diese Untersuchung muss auf zwei verschiedene Methoden zurückgegriffen werden. Bei den ersten acht Auktionen kann die Verlängerung der Realisierungsfristen herangezogen werden [siehe aa)]. Ab der Auktion Nr. 26 wurden jedoch aufgrund der Haftungsübertragung auf die Projektentwickler keine Verlängerungen im Falle von fehlenden Netzanschlüssen mehr gewährt. Daher wird für die letzten vier Auktionen des Untersuchungszeitraums eine andere Methodik angewandt [siehe bb)]. Diese Untersuchung ergab, dass der Netzanschluss bei den letzten vier Auktionen immer rechtzeitig zur Verfügung stand. Diese zumindest kurzfristige Überwindung der netzanschlussbedingten Verspätungen geht auf die in Folge der Haftungsübertragung veränderte Standortauswahl der Projektentwickler zurück.¹⁰⁴⁶

aa) Methodik der Auswertung der Verwaltungsverfahren zur Verlängerung der Realisierungsfrist (Auktion Nr. 13 bis 24)

Im gesamten Untersuchungszeitraum erhielten 45 % der verspäteten Kapazitäten eine Verlängerung der Realisierungsfrist aufgrund eines fehlenden Netzanschlusses (siehe Diagramm 23).¹⁰⁴⁷

¹⁰⁴⁵ ANEEL, Biblioteca Virtual ANEEL, <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>, (letzter Abruf: 02.09.2019); ANEEL, Banco de Informações de Geração, <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, (letzter Abruf: 02.09.2019); CCEE, Resultado consolidado dos leilões, http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado+Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_adf.ctrl-state=18jrjprv51_4&_afLoop=1002476894498110#!, (letzter Abruf: 02.09.2019).

¹⁰⁴⁶ Siehe § 18D.III.1 auf S. 266.

¹⁰⁴⁷ Diese Zahl umfasst beide Arten der Verlängerung aufgrund des Netzanschlusses, siehe hierzu § 18C.IV.1 auf S. 239 ff.

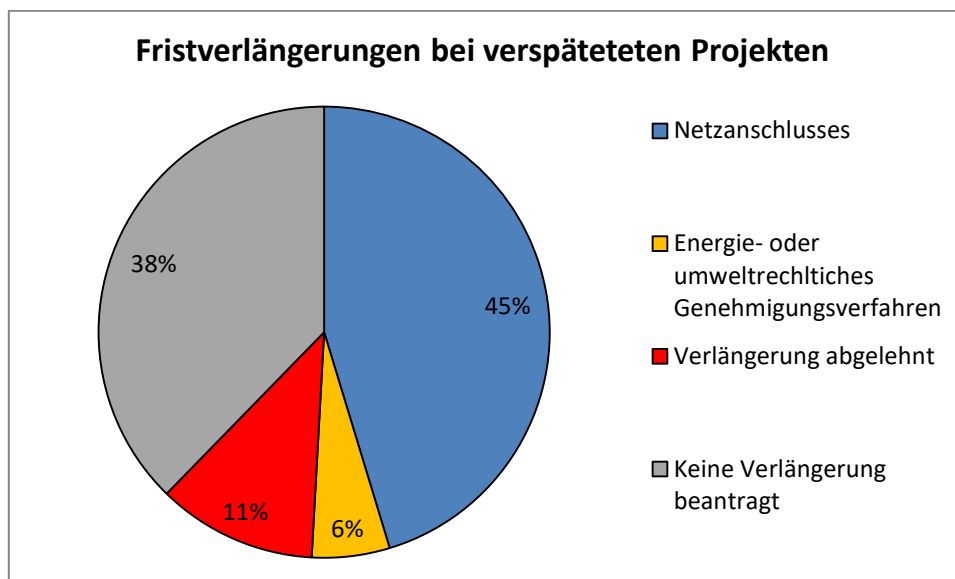


Diagramm 23 - Fristverlängerung bei verspäteten Projekten

Anmerkung: Das Diagramm gibt die prozentuale Verteilung der Ergebnisse der Verfahren zur Verlängerung der Realisierungsfrist aller verspäteten Anlagen in % an. Das Ergebnis erfolgt gewichtet nach der Kapazität der Anlagen.

Quelle: Eigene Auswertung der öffentlich zugänglichen Verwaltungsverfahren.¹⁰⁴⁸

Nachfolgend wird erörtert, inwiefern die Verlängerung der Frist darauf schließen lässt, dass der Netzanschluss die hauptsächliche Ursache für eine Verspätung war. In Brasilien gab es bis 2013 zwei verschiedene Arten der Fristverlängerung bei fehlendem Netzanschluss. Wenn der Projektentwickler nachweisen konnte, dass seine Anlage betriebsbereit war, erhielt er die vertragliche Vergütung, ohne dass die Anlage Strom ins Netz einspeisen musste.¹⁰⁴⁹ Geling ihm dieser Nachweis nicht, erhielt er zumindest eine Fristverlängerung bis zur Fertigstellung des Netzanschlusses.¹⁰⁵⁰

Bei der ersten Art der Verlängerungen ergibt sich die Kausalität des fehlenden Netzanschlusses für die Verspätung schon aus den Tatbestandsvoraussetzungen. Mehr als die Hälfte der Verlängerungen aufgrund des fehlenden Netzanschlusses wurde jedoch ohne den Nachweis der Betriebsbereitschaft bewilligt.¹⁰⁵¹ Die erste Art der Verlängerung ist grundsätzlich für die Projektentwickler vorteilhaft, da sie ihre Vergütung erhalten, ohne Strom ins Netz einspeisen zu müssen. Daher ist davon auszugehen, dass in den Fällen der Verlängerung ohne Nach-

¹⁰⁴⁸ ANEEL, Biblioteca Virtual ANEEL, <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>, (letzter Abruf: 02.09.2019).

¹⁰⁴⁹ Siehe § 18C.IV.1.a) auf S. 240.

¹⁰⁵⁰ Siehe § 18C.IV.1.b) auf S. 241.

¹⁰⁵¹ Bei 59 % der Kapazität, die eine Verlängerung aufgrund des fehlenden Netzanschlusses erhielten, wurde die Verlängerung ohne den Nachweis der Betriebsbereitschaft gewährt. Eigene Auswertung der im Methodikteil unter § 18B beschriebenen offiziellen Datenquellen.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

weis der Betriebsbereitschaft die Anlagen auch tatsächlich nicht betriebsbereit waren.

Um zu ermitteln, ob der Netzanschluss der hauptsächliche Grund für die Verspätung war, lässt sich überprüfen, ob die verlängerte Realisierungsfrist eingehalten wurde. Das würde dafür sprechen, dass die anderen Ursachen, die dem Nachweis der Betriebsbereitschaft ursprünglich entgegenstanden, schon vor Feststellung des Netzanchlusses behoben werden konnten. Damit ließe sich der Netzanschluss als hauptsächliche Ursache für die Verspätung identifizieren. Diese Überprüfung führt jedoch zu einem auf den ersten Blick überraschenden Ergebnis.

Nur 10 % der Kapazität, die eine Verlängerung aufgrund des fehlenden Netzanchlusses erhalten hatten, waren mit Ablauf der verlängerten Realisierungsfrist in Betrieb.¹⁰⁵² Dieser Wert erhöht sich einen Monat nach Fristablauf bereits auf 62 %. Ein Jahr nach Ablauf der Frist lag er bei 91 %. Es bestand also in erster Linie ein Problem, die Anlagen exakt zum Zeitpunkt des Ablaufs der verlängerten Realisierungsfrist in Betrieb zu nehmen. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Verlängerungen oft nicht als fixer Termin ausgestaltet wurden. Vielmehr wurde den Projektentwicklern ein Zeitraum zwischen einem und zwei Monaten nach Fertigstellung des Netzanchlusses eingeräumt. Diese verlängerte Frist genau einzuhalten, ist auch den nachweislich betriebsbereiten Anlagen nur zu 25 % gelungen. Daraus lässt sich schließen, dass auch bei dieser Art der Verlängerung der Netzanchluss die hauptsächliche Ursache für die Verspätung war.

Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass im ganz überwiegenden Teil der Fälle der Fristverlängerungen der fehlende Netzanschluss auch der ursächliche Grund für die eingetretene Verspätung gewesen ist. Dies gilt zum einen für die Fälle, in denen die Betriebsbereitschaft bereits durch die zuständige Behörde festgestellt wurde (41 % der Verlängerungen aufgrund des Netzanchlusses), und zum anderen für einen Großteil der einfachen Verlängerungen, da diese Anlagen in relativ kurzer Zeit nach Ablauf der verlängerten Frist in Betrieb genommen werden konnten.

Die Auswertung der Verwaltungsverfahren zeigt, dass bis zu 45 % der Verspätungen im Untersuchungszeitraum auf den Netzanschluss zurückgingen. Damit bestätigen sich die Aussagen der Interviewpartner, dass dies der hauptsächliche Grund für die Verspätung war.

¹⁰⁵² Eigene Auswertung der im Methodikteil unter § 18B beschriebenen offiziellen Datenquellen.

bb) Methodik zur Auswertung der Fertigstellung der genehmigten Netzanschlusspunkte (Auktionen Nr. 26 bis 31)

Auch bei den letzten vier Auktionen des Untersuchungszeitraums ist es zu erheblichen Verspätungen gekommen (siehe Diagramm 26 auf S. 269). Wie bereits beschrieben, wurde bei diesen vier Auktionen bei fehlendem Netzanschluss keine Fristverlängerung mehr gewährt.¹⁰⁵³ Insgesamt spielen Fristverlängerungen bei diesen vier Auktionen kaum noch eine Rolle (siehe Diagramm 24).

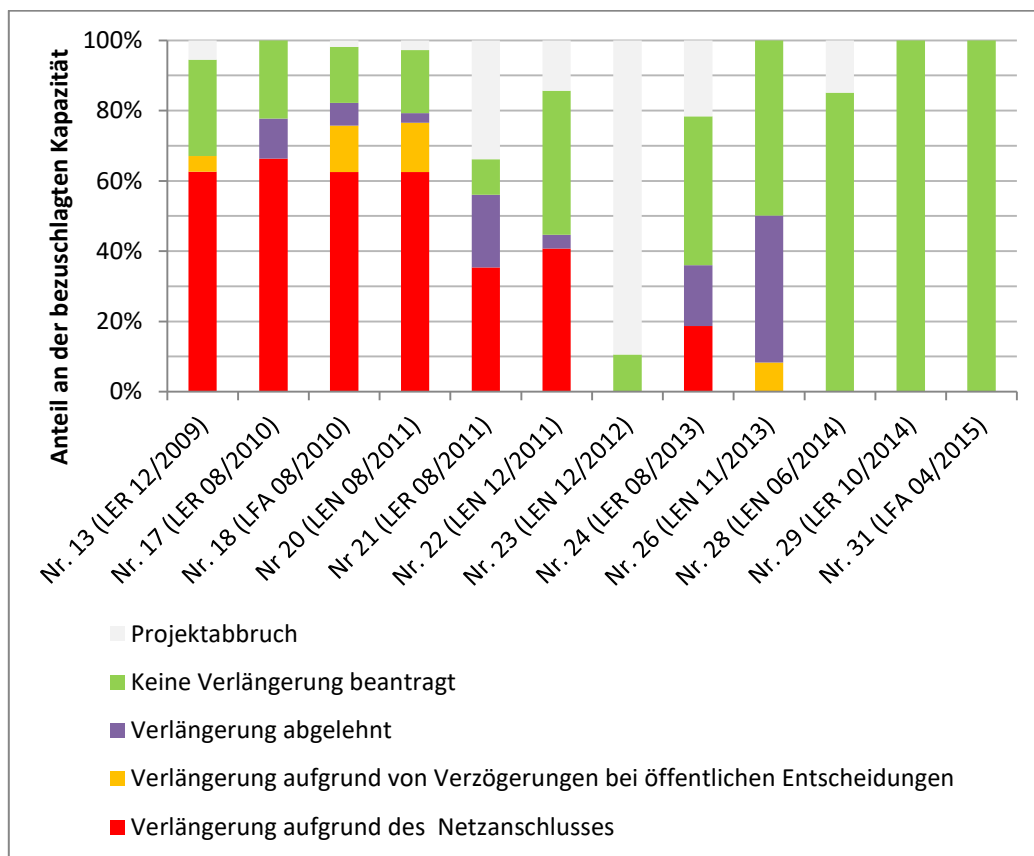


Diagramm 24 - Verlängerung der Realisierungsfrist pro Auktion

Anmerkung: Das Diagramm zeigt das Ergebnis der Verwaltungsverfahren zur Verlängerung der Realisierungsfrist im Untersuchungszeitraum.

Quelle: Eigene Auswertung der öffentlich zugänglichen Verwaltungsverfahren.¹⁰⁵⁴

Es besteht jedoch eine andere Methode, um zu ermitteln, ob der Netzanschluss weiterhin eine der wesentlichen Ursachen für Verspätungen war. Die energierechtlichen Genehmigungen der 94 in diesen Auktionen bezuschlagten Windkraftanlagen sind öffentlich einsehbar.¹⁰⁵⁵ Aus ihnen lässt sich der Netzanschlusspunkt der Anlagen entnehmen. Auf der Homepage des nationalen Sys-

¹⁰⁵³ Siehe zur Risikoübertragung für den Netzanschluss auf die Projektentwickler unter § 18C.IV.1.b) auf S. 242.

¹⁰⁵⁴ ANEEL, Biblioteca Virtual ANEEL, <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>, (letzter Abruf: 02.09.2019).

¹⁰⁵⁵ ANEEL, Biblioteca Virtual ANEEL, <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>, (letzter Abruf: 02.09.2019).

temoperators (ONS) lässt sich zudem ermitteln, wann die einzelnen Netzan- schlusspunkte in Betrieb genommen wurden.¹⁰⁵⁶ Gleicht man das Datum der Rea- lisierungsfrist der Windkraftanlagen mit dem Datum der Inbetriebnahme des je- weiligen Netzanchlusspunktes ab, zeigt sich, dass nur bei einer der 94 Anlagen der Netzanchlusspunkt nach Ablauf der Realisierungsfrist fertiggestellt wurde. Der fehlende Netzanschluss spielt also nach der Übertragung des finanziellen Risikos auf die Erzeuger kaum noch eine Rolle als Ursache für verspätete Inbe- triebnahmen.¹⁰⁵⁷

b) Lieferengpässe und local-content Anforderungen

Die befragten Experten nannten zudem Lieferengpässe von Windkraftanlagen als häufigen Verspätungsgrund. Dadurch sei es zu Verspätungen von erheblicher Länge oder sogar Projektabbrüchen gekommen [Interviews: a,b,e,f,h,k,m]. Im Jahr 2017, als die Interviewreihe durchgeführt wurde, seien Lieferengpässe aller- dings keine Ursache für Verspätungen mehr gewesen [Interviews: f,h,k].

Der Grund für die Lieferengpässe seien in erster Linie die brasilianischen local- content Anforderungen gewesen [Interviews: a,h,i,k]. Beide befragten Windkraft- anlagenhersteller haben angegeben, dass aufgrund der verlangten inländischen Produktion bestimmter Komponenten die Produktionskapazitäten begrenzt seien [Interviews: h,i].¹⁰⁵⁸ Die Herkunftsanforderungen sind zwar nicht als Präqualifikati- onsanforderungen im Auktionsdesign verankert, sie sind jedoch Voraussetzung für die Vergabe der staatlich subventionierten Kredite durch die staatliche Ent- wicklungsbank (BNDES). Die Kreditvergaberichtlinien der BNDES sehen vor, dass bestimmte Teile der Wertschöpfungskette in Brasilien stattfinden müs- sen.¹⁰⁵⁹ Die Anforderungen an die einzelnen Kriterien werden von der BNDES stetig erhöht. Durch die starke Subventionierung der Kredite der BNDES sind die an ihre Vergabe geknüpften Herkunftsanforderungen defacto zu Teilnahmevo-

¹⁰⁵⁶ ONS, Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN, <http://betasindat.ons.org.br/ONS.SiteONS.Sindat/redirect.ashx>, (letzter Abruf: 02.09.2019).

¹⁰⁵⁷ Zur Kausalität zwischen Haftungsübertragung und Wegfall der netzanschlussbedingten Ver- spätungen siehe unter § 18D.III.1 auf S. 266.

¹⁰⁵⁸ Siehe hierzu näher Bayer, et al., Energy Policy 122 (2018), 97, 103.

¹⁰⁵⁹ Seit 2013 müssen drei der folgenden vier Kriterien zur Wertschöpfungskette erfüllt werden: 70 % des für die Türme verwendeten Stahls oder Betons müssen in Brasilien hergestellt worden sein, die Rotorblätter müssen in Brasilien hergestellt worden sein, Montage des Rotorkopfes (por- tugiesisch: „nacelle“) oder des Gehäuses (portugiesisch: cubo) in Brasilien. Siehe hierzu die Kre- ditvergaberichtlinien seit 2013: Brazilian Development Bank (BNDES), Regras para o credencia- mento e financiamento de aerogeradores, 2014, http://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/10f19d81-33df-4c4c-95e0-d7909975c911/credenciamento_aerogeradores_anexo1.pdf?MOD=AJPERES&CVID=lmylw0v, (letzter Abruf: 02.09.2019).

raussetzung an den Auktionen geworden [Interviews: a,b].¹⁰⁶⁰ Nur in seltenen Fällen werde die Finanzierung auf andere Weise vorgenommen [Interview: I].

Als weiterer Faktor, der zu Lieferengpässen geführt habe, wird die Insolvenz des Windkraftanlagenherstellers IMPSA angeführt. Einige Projektentwickler gaben an, dass in Folge der Insolvenz Verspätungen durch den Wechsel des Herstellers entstanden seien [Interviews: c,h,n].

c) Finanzierung

Für die langfristige Finanzierung der Projekte sind die Kredite der staatlichen Entwicklungsbank (BNDES) von zentraler Bedeutung [Interviews: a,l,i].¹⁰⁶¹ Die von ihr angebotenen Kredite haben wesentlich bessere Konditionen als die der privaten Banken in Brasilien. Der brasilianische Leitzins kann 50 % bis 120 % höher liegen als die Zinssätze der BNDES für langfristige Kredite.¹⁰⁶²

Die Projektentwickler bezeichnen den Kreditvergabeprozess der BNDES als kompliziert und langwierig [Interviews: a,b,c,f,g]. Einige Projektentwickler haben jedoch die Erfahrung gemacht, dass die Projektfinanzierung durch die BNDES nicht vor Inbetriebnahme der Anlagen erreicht werden kann [Interviews: e-g]. Daraus folgt, dass die Projektentwickler die Bauphase aus eigenen Reserven oder durch Überbrückungskredite von privaten Banken finanzieren mussten [Interviews: f,g]. Im Ergebnis gibt jedoch nur ein Interviewpartner an, dass diese Überbrückungsphase insbesondere für kleinere Projektentwickler ein Problem darstellt [Interview: a].

d) Erteilung der energierechtlichen Genehmigung

Im Normalfall beantragen die Projektentwickler die energierechtliche Genehmigung erst nach Erhalt des Zuschlags.¹⁰⁶³ Im Rahmen des energierechtlichen Genehmigungsverfahrens überprüft die zuständige Behörde,¹⁰⁶⁴ ob der Antragsstel-

¹⁰⁶⁰ Siehe zur Attraktivität der Kredite auch nachfolgend unter § 18D.II.2.c) auf S. 261, sowie *Ferroukhi et al.*, A Guide to Design, 2015, Chapter 4, S. 36; *Lovinfosse et al.*, Lessons for the Tendering of Renewable Electricity, 2013, S. 14.

¹⁰⁶¹ Interviewpartner [I] geht von 99 % und [i] von 90 % langfristiger Finanzierung durch die BNDES aus.

¹⁰⁶² *Bayer/Berthold*, et al., Energy Policy 122 (2018), 97, 103.

¹⁰⁶³ Eigene Auswertung der im Methodikteil unter § 18B beschriebenen offiziellen Datenquellen. Die energierechtliche Genehmigung wird vom Energieministerium (MME) erteilt, siehe Art. 60 ff. Dekret N° 5.136/2004. Sie wird auf Portugiesisch „Outorga de Autorização“, häufig aber auch nur als „Outorga“ bezeichnet. Der Prozess zur Erteilung der energierechtlichen Genehmigung ist die „Habilitação“. Diese ist von der Überprüfung der Präqualifikationsvoraussetzungen zu unterscheiden, die von der Stromregulierungsbehörde ANEEL durchgeführt wird und als „Habilitação técnica“ bezeichnet wird, siehe Verordnung MME N° 102/2016. Die finanzielle Leistungsfähigkeit wird anders als die anderen Präqualifikationsvoraussetzungen erst nach Erteilung der Zuschläge im Rahmen des energierechtlichen Genehmigungsverfahrens überprüft.

¹⁰⁶⁴ Zuständig ist die Stromregulierungsbehörde ANEEL.

ler die energierechtlichen, die weiteren in den Ausschreibungsunterlagen festgelegten gesellschafts-, steuer- und arbeitsrechtlichen Anforderungen sowie die Voraussetzungen zur finanziellen Leistungsfähigkeit erfüllt.

Für die Projektentwickler ist es wichtig, die energierechtliche Genehmigung möglichst schnell zu erhalten, da sie Voraussetzung für weitere Schritte zur Umsetzung des bezuschlagten Projekts ist [Interviews: c,g,j,k]. Sie ist beispielsweise erforderlich, um einen Kredit bei der BNDES und den Netzzugang beim nationalen Systemoperator (ONS) beantragen zu können.¹⁰⁶⁵

Für Verspätungen im energie- und umweltrechtlichen Genehmigungsprozess wurden für 6 % der verspäteten Kapazität Fristverlängerungen gewährt.¹⁰⁶⁶ Die durchschnittlich gewährte Verlängerung betrug drei Monate und die maximale Verlängerung sechs Monate.¹⁰⁶⁷ In den Interviews wurden zwar oft Verzögerungen im energierechtlichen Genehmigungsverfahren beklagt, es führte jedoch nur einer der befragten Interviewpartner diese Verzögerungen als Grund für tatsächliche Projektverspätungen an [Interview: c].

Daraus folgt, dass Verzögerungen im energierechtlichen Genehmigungsverfahren in Einzelfällen Projektverspätungen einiger Monate erklären können. Sie sind jedoch nicht die Ursache für die flächendeckenden Verspätungen von bis zu mehreren Jahren.

e) Erteilung der umweltrechtlichen Genehmigung

Das umweltrechtliche Genehmigungsverfahren in Brasilien besteht aus drei Stufen: vorläufige Genehmigung, Errichtungsgenehmigung und Betriebsgenehmigung.¹⁰⁶⁸ Die Projektentwickler müssen bereits vor der Teilnahme an der Auktion die vorläufige Genehmigung besitzen. Die befragten Interviewpartner gaben an, dass es vergleichsweise unproblematisch ist, auf Grundlage der vorläufigen Genehmigung die Errichtungsgenehmigung zu erhalten [Interview: b,j,n]. Auch wenn diese für den Beginn der Bauphase unerlässlich ist, führe sie kaum zu Projektverspätungen. Alle befragten Projektentwickler bestätigten, durch das Genehmigungsverfahren nicht in der Projektumsetzung behindert worden zu sein [Interview: a-g]. Es könne jedoch in seltenen Einzelfällen zu erheblichen Verzögerun-

¹⁰⁶⁵ ONS, Acesso ao Sistema de Transmissão em 10 passos, http://apps05.ons.org.br/integracao_sin/aceso_conexao/informacoes-basicas.html#info05, (letzter Abruf: 02.09.2019).

¹⁰⁶⁶ Siehe Diagramm 23 auf S. 256.

¹⁰⁶⁷ Eigene Auswertung der Verwaltungsverfahren zur Verlängerung der Realisierungsfrist, siehe zur Methodik unter § 18B auf S. 231. Zudem hatten elf Monate nach der Auktion 95 % der bezuschlagten Kapazität die Genehmigung erhalten, ebenfalls eigene Auswertung der offiziellen Datenquellen.

¹⁰⁶⁸ Siehe zum umweltrechtlichen Genehmigungsverfahren in Brasilien unter § 18C.II.1 auf S. 236.

gen kommen, wenn unvorhersehbare Ereignisse, wie beispielsweise archäologische Funde, auftreten [Interviews: c,e,k].

Die Erfahrungen der Projektentwickler decken sich mit der Auswertung der Fristverlängerungen. Nur vier Projekten mit einer Kapazität von insgesamt 86 MW wurde eine Fristverlängerung aufgrund von Verzögerungen im umweltrechtlichen Genehmigungsverfahren gewährt.¹⁰⁶⁹ Das umweltrechtliche Genehmigungsverfahren spielt also für das Ausmaß der Projektverspätungen in Brasilien nur eine untergeordnete Rolle.

f) Logistik und Infrastruktur und Verfügungsbefugnis über Grundstück

Der Transport der Windkraftanlagen, insbesondere der Rotorblätter, wird von den Projektentwicklern sowie den Windkraftanlagenherstellern als komplex beschrieben [Interviews: a-c, e-i]. Es sei in vielen Fällen erforderlich, Teile der Beförderungswege für den Transport der schweren Bauteile auszubauen [Interviews: a,c,e,g,i]. Trotz dieser Herausforderungen, schreiben die Projektentwickler und Hersteller den logistischen Probleme, wenn überhaupt, nur eine untergeordnete Rolle für die Projektverspätungen zu [Interviews: a-c, e-i]. Auf sie seien nur in Einzelfällen Verspätungen von bis zu einigen Monaten zurückzuführen.

Zwei der befragten Projektentwickler berichten von häufig auftretenden rechtlichen Auseinandersetzungen bezüglich der Verfügungsbefugnis am betreffenden Grundstück [Interviews: f,g]. Im Inland Brasiliens, wo sich viele der Projektstandorte befinden, sei selbst bei formell registrierten Grundstücken die eigentumsrechtliche Situation oft Anlass zu Rechtsstreitigkeiten. Auch wenn diese Streitigkeiten regelmäßig auftreten, sind nach Einschätzung der befragten Projektentwickler dadurch bisher keine Projektverspätungen entstanden [Interviews: a-g].

g) Unerfahrenheit der Projektentwickler und schlechtes Projektmanagement

Die Abschnitte b) bis f) zeigen, dass während der Projektumsetzung eine Vielzahl an Problemen auftauchen kann, die von den Projektentwicklern gelöst werden müssen, um die Realisierungsfrist einzuhalten oder zumindest die Verspätung zu minimieren.¹⁰⁷⁰ Dies sei nicht einfach, bei entsprechendem Projektmanagement aber grundsätzlich möglich [Interviews: a,b,i]. Einige der befragten Experten trau-

¹⁰⁶⁹ Bayer/Berthold, et al., *Energy Policy* 122 (2018), 97, 104.

¹⁰⁷⁰ Bei dem in Abschnitt a) beschriebenen Problem des Netzanschlusses handelt es sich anders als bei den weiteren Problemen nicht um ein Ereignis, dessen Eintreten vom Projektentwickler verhindert oder dessen Auswirkungen minimiert werden können. Die Projektentwickler haben nur bei der Auswahl des Projektstandorts vor Beginn der Auktion die Möglichkeit, auf die Wahrscheinlichkeit von Problemen mit dem Netzanschluss hinzuwirken. Siehe hierzu unter § 18D.III.1 auf S. 266 ff.

en dies kleinen und unerfahrenen Projektentwicklern jedoch nicht zu [Interviews: a,f,n]. Demnach seien Verspätungen oft eher auf das schlechte Projektmanagement der kleinen Projektentwickler als auf äußerliche nicht beeinflussbare Faktoren zurückzuführen.

Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich bei „a“ und „f“ um große Projektentwickler handelt, die ein Interesse daran haben könnten, dass in Brasilien Präqualifikationsvoraussetzungen eingeführt werden, die eine Eintrittshürde für kleine und unerfahrene Teilnehmer darstellen.¹⁰⁷¹ Ihre Aussagen sind vor dem Hintergrund dieser Interessenlage zu bewerten und zu überprüfen.

Denn es lässt sich statistisch überprüfen, ob Projektentwickler, die in großem Umfang Zuschläge erhalten haben, tatsächlich weniger von Verspätungen betroffen sind. Bei den ersten zehn Auktionen mit Zuschlägen für Windkraftanlagen haben insgesamt 38 verschiedene Projektentwickler einen Zuschlag erhalten.¹⁰⁷² Von diesen waren 18 von Verspätungen betroffen, die über sechs Monate hinausgingen. Von diesen 18 Projektentwicklern gehören 8 zu den Top 10 hinsichtlich der bezuschlagten Kapazität. Es sind also auch solche Projektentwickler von Verspätungen betroffen, die einerseits groß genug sind, um viele Zuschläge zu erhalten und andererseits auf Grund der bereits umgesetzten Projekte über viel Erfahrung verfügen. Folglich sind die Verspätungen mitnichten ein besonderes Problem kleinerer und unerfahrener Projektentwickler. Dies widerlegt die Aussage der interviewten Experten, die die Unerfahrenheit einiger Projektentwickler für einen großen Teil der Verspätungen in Brasilien verantwortlich machen.

h) Länge der Frist

Realisierungsfristen dürfen weder zu kurz noch zu lang gewählt werden. Zu kurze Realisierungsfristen erhöhen je nach Sanktionierung das Risiko bei den Bietern und führen so zu Risikoaufschlägen.¹⁰⁷³ Auf der anderen Seite führen besonders lange Realisierungsfristen auch nicht zwangsläufig zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen. Denn sie veranlassen die Bieter dazu, auf fallende Technologiepreise zu spekulieren, weshalb sie mit der konkreten Planung

¹⁰⁷¹ Siehe zur Diskussion, entsprechende Voraussetzungen ins brasilianische Auktionsdesign aufzunehmen bei *Bayer/Berthold*, et al., *Energy Policy* 122 (2018), 97, 106.

¹⁰⁷² Eigene Auswertung der im Methodikteil beschriebenen Datenquellen sowie von *Bayer*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), 2644, 2655. Es wurden nur die ersten zehn Auktionen herangezogen, da für diese bei *Bayer*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), 2644, 2655 die Eigentümerstruktur bereits untersucht wurde. Es handelt sich um die Auktionen Nr. 13, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 24, 26 und 28. Bei dieser Überprüfung wurden die Verspätungen in Hinblick auf die verlängerten Realisierungsfristen untersucht, um die alle gleichermaßen betreffenden Problematiken des fehlenden Netzanschlusses und unverschuldete Verzögerungen bei Genehmigungsverfahren unberücksichtigt zu lassen.

¹⁰⁷³ *del Río*, *Energy for Sustainable Development* 41 (2017), 1, 10.

und Umsetzung der Projekte tendenziell erst so kurz wie möglich vor Ende der Frist beginnen.¹⁰⁷⁴

Die Realisierungsfristen in Brasilien unterscheiden sich stark von Auktion zu Auktion. Im Untersuchungszeitraum lagen sie zwischen 24 und 48 Monaten.¹⁰⁷⁵ Angesichts der massiven Fristverletzungen sowie der Vielzahl ursächlicher Probleme gehen die Meinungen, ob die Fristen angemessen sind, auseinander. *Bayer* schätzt insbesondere die zweijährigen Realisierungsfristen als zu kurz ein, um Windkraftanlagen in Brasilien zu errichten.¹⁰⁷⁶ Die interviewten Projektentwickler gaben an, dass die Umsetzungszeiträume in der Tat eine Herausforderung seien [Interviews: a,c]. Es sei jedoch möglich, die Projekte in zwei bis drei Jahren nach Zuschlag fertigzustellen [Interviews: a,c]. Sie gehen also davon aus, dass die Fristen grundsätzlich einhaltbar sind. Von Behördenseite wurde hingegen vermutet, dass ein großer Zusammenhang zwischen Länge der Frist und ihrer Einhaltung bestünde [Interview: w]. Eine längere Frist würde demnach zu deutlich weniger Verspätungen führen [Interview: w].

Die Vermutung der Behörde lässt sich durch die Auswertung der offiziellen Datenquellen allerdings nicht bestätigen. Aufgrund der großen Unterschiede der Umsetzungszeiträume lässt sich untersuchen, in welchem Verhältnis die Länge der Frist zu der Anzahl der Verspätungen steht. Im Ergebnis ist keine Korrelation zwischen dem Umsetzungszeitraum und dem Anteil der rechtzeitig in Betrieb genommenen Kapazität zu erkennen. In Diagramm 25 (siehe S. 264) gibt jeder der rautenförmigen Punkte für eine Auktion im Untersuchungszeitraum an, wie lang die Realisierungsfrist war (X-Achse) und wie viel der bezuschlagten Kapazität die Realisierungsfrist einhalten konnte (Y-Achse). Wäre die Länge der Realisierungsfrist der entscheidende Faktor für das Ausmaß der Verspätungen, müsste eine deutlich ansteigende Trendlinie zu erkennen sein. Die Trendlinie verläuft jedoch fast waagrecht.¹⁰⁷⁷ Die statistische Betrachtung der Einhaltung der Realisierungsfristen pro Auktion spricht daher dafür, dass eine einfache Verlängerung der Realisierungsfrist nicht ausreichen würde, um die Verspätungen deutlich zu verringern.

¹⁰⁷⁴ *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 10.

¹⁰⁷⁵ Siehe Tabelle 4 auf S. 232.

¹⁰⁷⁶ *Bayer*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 81 (2018), 2644, 2650 f.

¹⁰⁷⁷ Es wurden die Realisierungsfristen ohne Verlängerungen herangezogen, da die Verlängerungen unabhängig von der ursprünglichen Realisierungsfrist gewährt werden. Aber auch wenn man die Verlängerungen berücksichtigt, ergibt sich weitgehend waagerechte Trendlinie.

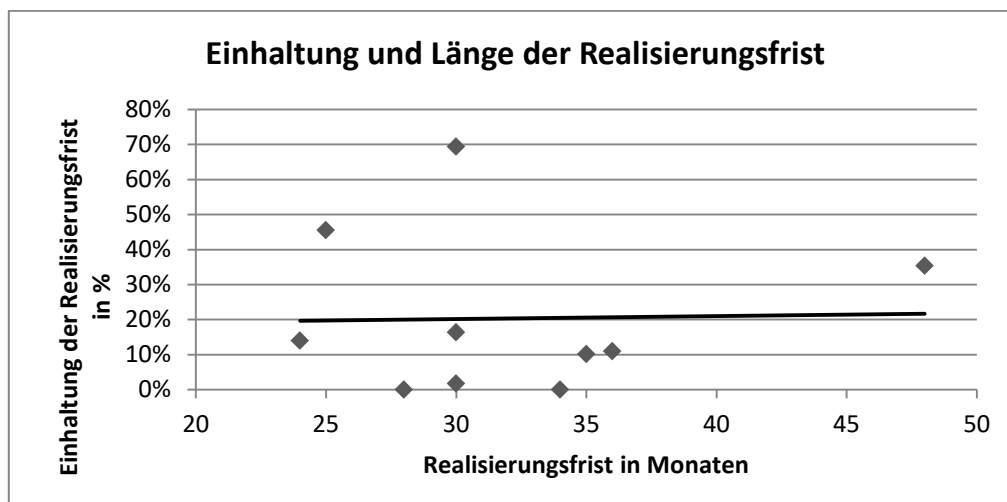


Diagramm 25 – Länge der Realisierungsfrist

Anmerkung: Die raute-förmigen Punkte geben Verhältnis von mengengewichteter Einhaltung der Realisierungsfrist ohne Berücksichtigung der Fristverlängerungen in % und der Länge der Realisierungsfrist der einzelnen Auktionen in Monaten an. Es wird zudem eine lineare Trendlinie abgebildet. Die Auktionen Nr. 23 und 31 wurden aufgrund der besonderen äußeren Umstände nicht berücksichtigt, siehe dazu unter § 18B auf S. 233.

Quelle: Eigene Auswertung der Informationsdatenbank zu Erzeugungsanlagen der ANEEL sowie Statistiken zu den Auktionsergebnissen der CCEE.¹⁰⁷⁸

III. Bewertung

1. Verringerung der Verspätungen aufgrund des Netzanschlusses durch Änderungen im Auktionsdesign

Der Netzanschluss war für den größten Teil der massiven Verspätungen von Windkraftanlagen verantwortlich. Grundsätzlich liegt die Fertigstellung des Netzanschlusses jedoch nicht in der Verantwortungssphäre der einzelnen Projektentwickler. Sie haben keinen Einfluss auf den rechtzeitigen Netzausbau. Dieser wird in Brasilien durch die Netzbetreiber vorgenommen. Daher sollte zunächst außerhalb des Designs der Stromauktionen für einen möglichst reibungslosen Ausbau der Netze gesorgt werden. Im Rahmen dieser Arbeit stellt sich jedoch die Frage, ob auch das Design der Stromauktionen zu einer Koordination zwischen Ausbau der Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten beitragen kann und ob damit Verspätungen verhindert werden können.¹⁰⁷⁹

¹⁰⁷⁸ ANEEL, Banco de Informações de Geração, <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, (letzter Abruf: 02.09.2019);

CCEE, Resultado consolidado dos leilões, http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado+Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_adf.ctrl-state=18jrjprv51_4&_afLoop=1002476894498110#!, (letzter Abruf: 02.09.2019).

¹⁰⁷⁹ Die Koordination des Ausbaus von Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten hat zwei Dimensionen. Zum einen kann sie in Ländern wie Brasilien ausschlaggebend für die Verhinderung von massiven Verspätungen sein. Zum anderen kann sie dazu beitragen, die Netzausbaukosten

Die bisher zu diesem Thema erschienene Literatur geht nicht über die Darstellung der grundsätzlichen Optionen im Auktionsdesign hinaus. Die erste Option ist es, nur Anlagen zur Auktion zuzulassen, für die das Netz nicht ausgebaut werden muss.¹⁰⁸⁰ In Ländern, in denen die besten Standorte jedoch bisher vom Netz nicht erschlossen wurden, steht diese Maßnahme im Konflikt zur Zielsetzung, möglichst niedrige Auktionspreise zu erzielen.

Die zweite Option besteht darin für bestimmte Gebiete das Volumen der Auktion zu kontingentieren, sodass der Umfang des Netzausbaus limitiert wird. Diese Kontingentierung kann im Rahmen einer vorgeschalteten Auktionsphase stattfinden, sodass die Projektentwickler um die zur Verfügung stehenden Netzan-schlusspunkte bzw. Netzkapazitäten konkurrieren.¹⁰⁸¹ Je nach Ausgestaltung der Kontingentierung fallen aber auch hier Standorte weg, wodurch die Effizienz der Auktion gemindert werden kann.

Als dritte Option können die Projektentwickler für den verspäteten Netzanschluss haftbar gemacht werden.¹⁰⁸² Dadurch wären Standorte, die ein hohes Risiko aufweisen, nicht rechtzeitig ans Netz angeschlossen zu werden, unattraktiver. Sie würden in der Konkurrenz zu Standorten mit sicherem Netzanschluss verdrängt. Dies würde insofern zu einer effizienten Auswahl der Projektstandorte führen.¹⁰⁸³ Hierin liegt der Vorteil gegenüber den ersten beiden Optionen, bei denen von staatlicher Seite aus bestimmt werden muss, welche Standorte in Frage kommen. Die Projektentwickler haben jedoch in den meisten Rechtsordnungen nur sehr begrenzten Einfluss auf die Fertigstellung der erforderlichen Netzkomponenten und verfügen nicht über alle erforderlichen Informationen. Es besteht daher die Gefahr, dass sie zu ihrer Absicherung Risikoaufschläge vornehmen, die über das eigentlich erforderliche Maß hinausgehen.¹⁰⁸⁴ Folglich könnte auch die dritte Option negative Auswirkungen auf die Auktionspreise haben.

Um die massiven Verspätungen aufgrund des Netzanschlusses zu verringern, setzte Brasilien ab 2013 auf Reformen im Rahmen des Auktionsdesigns der Stromauktionen. Erst im Jahr 2015 erfolgten auch Änderungen im Bereich des Netzausbaus selbst [Interviews: o,p,v].¹⁰⁸⁵ Dieser Umstand ermöglicht es, die

zu minimieren. Die nachfolgend beschriebenen Reformen des brasilianischen Auktionsdesigns zielen auf die Verhinderung von Verspätungen ab.

¹⁰⁸⁰ Ferroukhi et al., A Guide to Design, 2015, Kapitel 4, S. 30.

¹⁰⁸¹ Ferroukhi et al., A Guide to Design, 2015, Kapitel 4, S. 30.

¹⁰⁸² Siehe *del Río*, Energy for Sustainable Development 41 (2017), 1, 7.

¹⁰⁸³ Ferroukhi et al., A Guide to Design, 2015, Kapitel 6, S. 38.

¹⁰⁸⁴ Ferroukhi et al., A Guide to Design, 2015, Kapitel 6, S. 39.

¹⁰⁸⁵ Ab dem Jahr 2015 wurde damit begonnen, die Ausschreibungen für neue Stromlinien schon vor den Stromauktionen durchzuführen [o,p,v]. Anstatt auf den Ausgang der Stromauktionen zu

Auswirkungen der Änderungen im Auktionsdesign auf die netzanschlussbedingten Verspätungen zu untersuchen.

Als erster Reformschritt wurden im Jahr 2013 die Anforderungen an das Gutachten zur Netzanschlussfähigkeit erhöht.¹⁰⁸⁶ Zudem fand bei der Auktion Nr. 24, ebenfalls im Jahr 2013, erstmals eine vorgeschaltete Auktionsphase statt, in der die Auktionsteilnehmer um ein Kontingent an Netzkapazitäten konkurrieren.¹⁰⁸⁷ Um die Effektivität dieser Maßnahmen bewerten zu können, müssen die Verspätungen von Auktion zu Auktion betrachtet (siehe Diagramm 26 auf S. 269) und mit den Änderungen des Auktionsdesigns verglichen werden (siehe Tabelle 7). Trotz der Änderungen lag die Einhaltung der Realisierungsfrist bei Auktion Nr. 24 nur bei 14 % der bezuschlagten Kapazität. Sie liegt damit innerhalb des Schwankungsbereichs der vorherigen Auktionen. Es ist allerdings zu bedenken, dass die Auktion Nr. 24 die kürzeste Umsetzungsfrist aller Auktionen aufweist (siehe Tabelle 7). Zudem war sechs Monate nach Ablauf der Realisierungsfrist über die Hälfte aller Anlagen in Betrieb.¹⁰⁸⁸ Das ist der höchste Wert aller bis zu diesem Zeitpunkt durchgeführten Auktionen. Darüber hinaus war der Umfang der Fristverlängerungen aufgrund des Netzanschlusses bei der Auktion Nr. 24 geringer als bei allen Auktionen zuvor (siehe Diagramm 24 auf S. 257). Die Einführung der Capacity Stage hatte also einen positiven Effekt auf netzanschlussbedingte Verspätungen. Ferner sind keine negativen Auswirkungen auf den Auktionspreis zu beobachten gewesen.¹⁰⁸⁹ Warum die Capacity Stage dann erst wieder bei der Auktion Nr. 31 zum Einsatz kam, ist nicht bekannt.

Die zweite Stufe der Reform war die Übertragung der Haftung für den Netzanschluss auf die Projektentwickler. Ab der Auktion Nr. 26 mussten die Projektentwickler für den nicht gelieferten Strom aufgrund eines fehlenden Netzanschlusses aufkommen. Diese Haftungsregel stellt ein hohes finanzielles Risiko für die Projektentwickler dar.¹⁰⁹⁰ Bei den ersten beiden Auktionen unter diesem Haftungsregime, Auktionen Nr. 26 und 28, stieg die Realisierungsrate bei Fristablauf auf 46 % bzw. 69 % (siehe Diagramm 26 auf S. 269). Bei der Auktion Nr. 26 waren

warten, wurde eine Vorhersage getroffen, welche Netzerweiterungen voraussichtlich erforderlich werden. Siehe zu den Bemühungen die Koordination zwischen Stromauktionen und Ausschreibungen für die Netzerweiterung bei *Ferreira/Barroso*, Coordinating centralized planning and decentralized implementation of transmission expansion in Brazil, 28.07.2015, <https://www.ieee-pes.org/presentations/gm2015/PESGM2015P-001817.pdf>, (letzter Abruf: 02.09.2019).

¹⁰⁸⁶ Dieses Gutachten ist eine der Präqualifikationsvoraussetzungen, siehe § 18C.II.1 auf S. 236.

¹⁰⁸⁷ Siehe zu dieser Capacity Stage unter § 18C.III ab S. 238.

¹⁰⁸⁸ Eigene Auswertung der im Methodikteil beschriebenen Datenquellen, siehe § 18B auf S. 231.

¹⁰⁸⁹ *Bayer/Berthold*, et al., Energy Policy 122 (2018), 97, Fig. 4, S. 105.

¹⁰⁹⁰ Siehe zur Höhe dieses Risikos unter § 18C.IV.2.a) auf S. 243.

§ 18 Verspätungen und Projektabbrüche von Windkraftanlagen im brasilianischen Auktionsmodell

ein Jahr nach Fristablauf sogar 89 % der Kapazität in Betrieb. Das waren die besten bis dahin erzielten Werte.

Tabelle 7 - Übersicht Änderungen des Auktionsdesigns zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen bei Auktionen mit Beteiligung von Windkraftanlagen
Quelle: Eigene Auswertung der Ausschreibungsbedingungen.

Nr.	Auktionsname	Datum Auktion	Realisierungsfrist ¹⁰⁹¹ in Monaten	Erzeuger trägt Risiko für den Netzanschluss	Capacity Stage
13.	LER 12/2009	14.12.2009	30 Monate		
17.	LER 08/2010	25.08.2010	36 Monate		
18.	LFA 08/2010	26.08.2010	28 Monate		
20.	LEN 08/2011	17.08.2011	30 Monate	Teilweise	
21.	LER 08/2011	18.08.2011	34 Monate		
22.	LEN 12/2011	20.12.2011	48 Monate		
23.	LEN 12/2012	14.12.2012	48 Monate		
24.	LER 08/2013	23.08.2013	24 Monate		Ja
26.	LEN 11/2013	18.11.2013	25 Monate	Ja	
28.	LEN 06/2014	06.06.2014	30 Monate	Ja	
29.	LER 10/2014	31.10.2014	35 Monate	Ja	
31.	LFA 04/2015	27.04.2015	26 Monate	Ja	Ja

Von den interviewten Experten haben zwei den Zusammenhang zwischen Übertragung der Haftung und den besseren Realisierungsraten bei den Auktionen Nr. 26 und 28 bestätigt [Interviews: o,v]. Zwei Experten hingegen gaben an, dass es aufgrund der vielen Einflussfaktoren schwierig sei, diese Kausalität herzustellen [Interviews: p,r].

Die Auswertung der offiziellen Datenquellen bestätigt die Aussage der Experten „o“ und „v“, dass ein Kausalzusammenhang zwischen der Haftungsübertragung und dem Wegfall des Netzanschlusses als Ursache für Verspätungen besteht. Dies ergibt die Untersuchung des Datums der Fertigstellung der Netzanschlusspunkte für die Windkraftanlagen der Auktionen Nr. 26 bis 31. Nur an einem Standort wurde der Netzanschlusspunkt nach Ablauf der Realisierungsfrist der Windkraftanlage fertiggestellt.¹⁰⁹²

¹⁰⁹¹ Die Werte sind auf volle Monate gerundet.

¹⁰⁹² Siehe dazu unter § 18D.II.2.a)bb) ab S. 258.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

Dies lässt den Schluss zu, dass die Projektentwickler bei der Standortauswahl sehr genau darauf geachtet haben, für wie wahrscheinlich sie einen rechtzeitigen Netzanschluss halten.

Überraschend ist vor diesem Hintergrund die relativ geringe Fristeinholung der Auktionen Nr. 29 und 31 (siehe Diagramm 26). Laut den interviewten Experten sei hierfür jedoch nicht der Netzanschluss, sondern die mit Wechselkursschwankungen verbundene Wirtschaftskrise Brasiliens im Jahr 2015 verantwortlich [Interviews: o,p,r,v,w]. Sie habe dazu geführt, dass die Projektentwickler ihre Arbeiten kurzzeitig eingestellt haben, um die Entwicklung der wirtschaftlichen Lage und der Wechselkurse abzuwarten. Insgesamt lässt sich konstatieren, dass die Übertragung der Haftung auf die Projektentwickler einen sehr positiven Einfluss auf die Verspätungen aufgrund des Netzanschlusses hatte.

Es stellt sich allerdings die Frage, ob dieser Effekt auch langfristig wirken kann. Denn sobald alle Standorte mit unproblematischem Netzanschluss vergeben sind, haben die Projektentwickler keinen Einfluss mehr auf die netzanschlussbedingten Verspätungen. Eine der interviewten Beratungsfirmen befürchtet, dass ein solcher, als *Crowding Out* bezeichneter Effekt, in Brasilien eintreten könnte [Interview: v]. Daher hängt die Effektivität der Maßnahme von den noch zur Auswahl stehenden geeigneten Windstandorten mit Netzanschluss ab. Spätestens wenn diese zur Neige gehen, müssen auch Reformen im Bereich des Netzausbaus vorgenommen werden.

Zudem stellt sich die Frage der Kosteneffizienz der Haftungsübertragung. Denn die Projektentwickler übernehmen ein finanzielles Risiko, das sie selbst bis auf die Standortwahl nicht minimieren können. Zudem stehen ihnen, anders als den Netzbetreibern, nicht alle zur Einschätzung des Risikos erforderlichen Informationen zur Verfügung. Für einen negativen Einfluss auf die Auktionspreise spricht zunächst, dass es nach der Einführung der Haftungsübertragung zu einer Trendwende bei den Auktionspreisen kam. Die bis dahin tendenziell fallenden Auktionspreise stiegen innerhalb von nur knapp drei Monaten um 9 % bzw. 15 % an.¹⁰⁹³

¹⁰⁹³ Der Anstieg von Auktion Nr. 24 zu Auktion Nr. 26 beträgt 9 % in USD und 15 % inflationsbereinigt in BRL, siehe *Bayer, et al., Energy Policy* 122 (2018), 97, 106. In einer früheren Veröffentlichung beschreibt *Bayer* den Beginn der Preissteigerungen mit der Auktion Nr. 24 und nicht mit Auktion Nr. 26. Dies ist jedoch darauf zurückzuführen, dass er auch Auktion Nr. 23 in seine Betrachtung mit einbezieht, siehe *Bayer, Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), 2644, 2646. Der Preisunterschied zwischen der Auktion Nr. 23 und Nr. 24 geht jedoch auf das aggressive Bietverhalten der Firma *Bioenergy* in der Auktion Nr. 23 zurück, das dazu geführt hat, dass über 80 % der bezuschlagten Kapazität nicht in Betrieb genommen wurden. In einer späteren (gemeinsamen) Veröffentlichung findet die Auktion Nr. 23 bei der Preisentwicklung keine Berück-

§ 18 Verspätungen und Projektabbrüche von Windkraftanlagen im brasilianischen Auktionsmodell

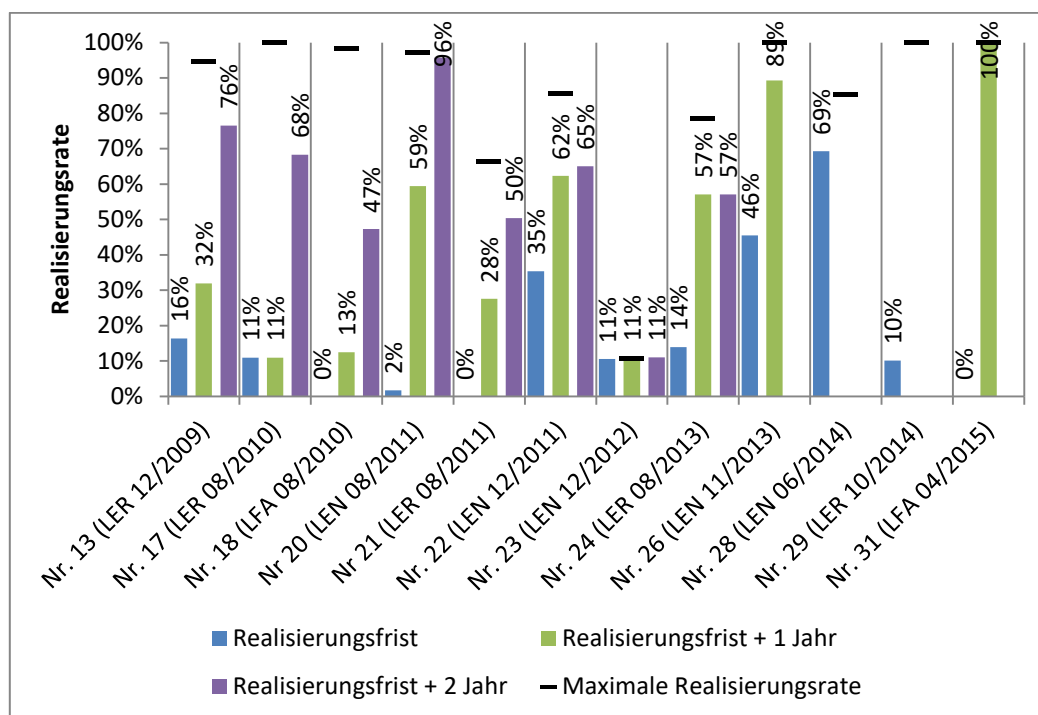


Diagramm 26 – Realisierungsrate pro Auktion

Anmerkung: Das Diagramm zeigt den Anteil der in Betrieb genommenen Kapazität pro Auktion für die ersten zwei Jahre nach Ablauf der Realisierungsfrist. Zudem ist die maximale Realisierungsrate angegeben, die sich aus der Abbruchquote pro Auktion ergibt.

Quelle: Eigene Auswertung der Informationsdatenbank zu Erzeugungsanlagen der ANEEL sowie Statistiken zu den Auktionsergebnissen der CCEE.¹⁰⁹⁴

Generell ist es jedoch schwierig, die Entwicklung von Auktionspreisen auf ein singuläres Ereignis zurückzuführen, da eine Vielzahl von Faktoren eine Rolle spielen.¹⁰⁹⁵ Bayer hat für den Zeitraum von 2012 bis 2015 die wesentlichen Faktoren für die Preisentwicklung bei Windkraftanlagen in Brasilien ausgewertet.¹⁰⁹⁶ Für den Anstieg zwischen August 2013 und November 2013 sind keine anderen herausstechenden Faktoren als die Übertragung der Haftung ersichtlich, die die plötzliche Preissteigerung erklären könnten.¹⁰⁹⁷ Daher ist davon auszugehen,

sichtigung mehr, siehe Bayer, et al., Energy Policy 122 (2018), 97, 105. Lässt man die Auktion Nr. 23 unberücksichtigt, beginnt die Preissteigerung mit Auktion Nr. 26.

¹⁰⁹⁴ ANEEL, Banco de Informações de Geração,

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, (letzter Abruf: 02.09.2019);

CCEE, Resultado consolidado dos leilões,

http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado+Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_adf.ctrl-state=18jrjprv51_4&_afLoop=1002476894498110#!, (letzter Abruf: 02.09.2019).

¹⁰⁹⁵ Bayer, Renewable and Sustainable Energy Reviews 81 (2018), 2644, 2649.

¹⁰⁹⁶ Bayer, Renewable and Sustainable Energy Reviews 81 (2018), 2644.

¹⁰⁹⁷ Bayer beschreibt für das Jahr 2013 neben der Haftungsübertragung zwei Ereignisse mit Einfluss auf die Auktionspreise. Der erste Faktor ist die Berechnung des voraussichtlichen Ertrags mit dem p90-Wert anstatt des p50-Wertes. Dies habe Einfluss auf den Cashflow der ersten vier Jahre. Diese Reform wurde jedoch schon in der Auktion vor der Übertragung der Haftung eingeführt. Zudem beschreibt er die Abwertung des BRL gegenüber dem USD. Diese habe jedoch haupt-

dass die Haftungsübertragung zumindest mitursächlich für den deutlichen Preisanstieg war. Inwiefern die Preissteigerungen eine Folge der gewünschten Anpassung bei der Standortauswahl oder ein Aufschlag für ein nicht absehbares finanzielles Risiko sind, wäre Gegenstand einer weiteren Untersuchung. In jedem Fall besteht ein Zielkonflikt zwischen einer Verringerung der netzbedingten Verspätungen und niedrigen Auktionspreisen.

Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass es durch die Haftungsübertragung einerseits gelungen ist, die netzanschlussbedingten Verspätungen zumindest kurzfristig ganz erheblich zu verringern. Andererseits hat das neue Haftungsregime zu einem deutlichen Preisanstieg geführt. Aufgrund der negativen Auswirkungen auf die Auktionspreise sollte eine solche Haftungsübertragung nur übergangsweise und als letztes Mittel eingesetzt werden, um massive Verspätungen aufgrund des fehlenden Netzanschlusses zu verhindern. Vor dem Hintergrund, dass in Brasilien die massiven Verspätungen eines der zentralen Probleme des Auktionsmechanismus darstellten, scheint die Haftungsübertragung angemessen.

2. Möglichkeiten für Präqualifikationsvoraussetzungen in Brasilien weitgehend ausgeschöpft

Das brasilianische Auktionsdesign schöpft die Bandbreite der möglichen Präqualifikationsvoraussetzungen zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen in weiten Teilen aus (siehe Tabelle 8 auf S. 285).

Vor dem Hintergrund der massiven Verspätungen stellt sich trotzdem die Frage, ob Verschärfungen bei den Präqualifikationsvoraussetzungen möglich und sinnvoll wären. Projektbezogene Präqualifikationsvoraussetzungen sorgen dafür, dass Teile der Planung – wie etwa das umweltrechtliche Genehmigungsverfahren – vor die Auktion gezogen werden. Eine Verschärfung der projektbezogenen Präqualifikationsvoraussetzungen ist nur dann wirksam, wenn sie Teile der Planung vorzieht, die in der betreffenden Rechtsordnung typischerweise für Verspätungen sorgen. Die passende Ausgestaltung ist somit abhängig vom tatsächlichen und normativen Kontext.

Die hauptsächlichen Ursachen für Verspätungen in Brasilien waren der Netzanschluss sowie die Lieferengpässe. Hinsichtlich des Netzanschlusses sind in Brasilien bereits effektive Maßnahmen im Rahmen des Auktionsdesigns getroffen worden, sodass eine weitere Verschärfung etwa im Rahmen des Gutachtens zur

sächlich im Jahr 2014 stattgefunden, siehe *Bayer, Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), 2644, 2648 f.

Netzanschlussfähigkeit der Anlagen nicht erforderlich erscheint.¹⁰⁹⁸ Eine Verschärfung der Voraussetzungen des Gutachtens würde viele Windstandorte von der Teilnahme ausschließen und damit die Bestrebungen, einen solchen Ausschluss durch die Kontingentierung im Rahmen der Capacity Stage zu regeln, konterkarieren.¹⁰⁹⁹

Zur Verhinderung von Lieferengpässen wäre es denkbar, verbindliche Lieferverträge zur Teilnahmevoraussetzung zu machen. Da diese jedoch Kapazitäten bei den Herstellern binden, führen sie zu höheren Einkaufspreisen, als wenn nur die Auktionsteilnehmer, die einen Zuschlag erhalten, einen Vertrag abschließen [Interview: b]. Zudem stellen Lieferengpässe aktuell kein Problem mehr dar.¹¹⁰⁰ Daher wäre es nicht zweckmäßig, an dieser Stelle die Präqualifikationsvoraussetzungen zu erhöhen.

Die weiteren Ursachen für Verspätungen treten nur vereinzelt auf und stellen keine flächendeckenden Phänomene dar. Das lässt darauf schließen, dass die Präqualifikationsvoraussetzungen in den Bereichen finanzielle Leistungsfähigkeit und umweltrechtliche Genehmigung angemessen ausgestaltet sind oder dass zumindest eine generelle Anhebung angesichts der negativen Auswirkungen auf die Auktionspreise und Akteursvielfalt nicht gerechtfertigt wäre.¹¹⁰¹ Das gilt insbesondere für Anforderungen an die Erfahrung der Projektentwickler. Hier werden zwar Verschärfungen diskutiert, es lässt sich jedoch keine Häufung von Verspätungen bei unerfahrenen Projektentwicklern nachweisen.¹¹⁰²

In der Gesamtbetrachtung ist das Maß der Präqualifikationsvoraussetzungen in Brasilien angemessen und weitere Verschärfungen wären nicht zweckmäßig. In der dazu erschienenen Literatur wird das Niveau der Teilnahmevoraussetzungen nur überblicksartig oder in wenigen Sätzen als hoch¹¹⁰³ aber nicht exzessiv¹¹⁰⁴ eingestuft.

3. Vollzugsdefizit bei Sanktionen für Verspätungen

Das brasilianische Auktionsdesign enthält fast alle zur Verfügung stehenden Sanktionsmechanismen für Verspätungen (siehe zur Übersicht Tabelle 9 auf S. 298). Das Sanktionsniveau lässt sich allerdings nicht anhand der gesetzlichen

¹⁰⁹⁸ Siehe § 18D.III.1 auf S. 272.

¹⁰⁹⁹ Siehe zur Kontingentierung unter § 18C.III auf S. 238.

¹¹⁰⁰ Siehe § 18D.II.2.b) auf S. 260.

¹¹⁰¹ Siehe § 17 auf S. 227.

¹¹⁰² Siehe § 18D.II.2.g) ab S. 263.

¹¹⁰³ *Tietjen et al.*, Renewable Energy Auctions, 2015, S. 26 stufen die Voraussetzungen in Brasilien in einer Skala von gering, mittel und hoch als hoch ein.

¹¹⁰⁴ *Held et al.*, Design Features, 2014, S. 53 widmen den Transaktionskosten aufgrund der Präqualifikationsvoraussetzungen einen Absatz und stufen sie als nicht exzessiv ein.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

Regelungen bewerten.¹¹⁰⁵ Denn die meisten Sanktionsmöglichkeiten für Verspätungen finden in Brasilien aus verschiedenen Gründen keine Anwendung.¹¹⁰⁶ Bei den Sicherheitsleistungen verhindern Besonderheiten des brasilianischen Versicherungsrechts deren Einbehaltung.¹¹⁰⁷ Zudem überschreitet die Verhängung von Bußgeldern für Verspätungen die Kapazitäten der zuständigen Behörde¹¹⁰⁸ und auch die Möglichkeit zur Auflösung der Stromlieferverträge bei Verspätungen von mindestens einem Jahr wird nicht genutzt.¹¹⁰⁹ Allein die vertragliche Ersatzpflicht oder bei Reserveenergieauktionen die Vertragsstrafen haben in der Praxis eine abschreckende Wirkung zur Verhinderung von Verspätungen.¹¹¹⁰ Diese Wirkung wird aufgrund der teilweise sehr hohen finanziellen Belastung als groß eingeschätzt.¹¹¹¹

Die finanzielle Belastung ist jedoch im Fall der Ersatzpflicht großen, nicht vorhersehbaren Schwankungen unterworfen. Es stellt sich daher die Frage, ob die abschreckende Wirkung in allen Fällen in ausreichendem Maße gegeben ist. Denn aufgrund dieser Unwägbarkeiten hängt die abschreckende Wirkung auch von der Risikobereitschaft des Projektentwicklers ab. Im Ergebnis überzeugt die Realisierungsrate bei Fristablauf jedenfalls nicht. Selbst wenn Verspätungen, die nicht in den Verantwortungsbereich des Projektentwicklers fallen, unberücksichtigt bleiben, gehen nur 38 % der bezuschlagten Kapazität rechtzeitig in Betrieb.¹¹¹² Erst ein Jahr nach Ablauf der Realisierungsfrist erreicht die Realisierungsrate 71 %. Da die Möglichkeiten zur Verschärfung der Präqualifikationsvoraussetzungen weitgehend ausgeschöpft sind,¹¹¹³ sollte der brasilianische Gesetzgeber dafür sorgen, dass die zur Verfügung stehenden Sanktionsmöglichkeiten von den Behörden genutzt werden können.

Zudem führen die aus der Ersatzpflicht resultierenden Schwankungen der finanziellen Belastungen zu einem Mangel an Transparenz.¹¹¹⁴ Die Erzeuger können nicht abschätzen, wie groß die finanzielle Belastung für eine Verspätung ausfällt.

¹¹⁰⁵ Eine solche Einordnung nehmen *Tietjen et al.*, *Renewable Energy Auctions*, 2015, S. 27 vor. Sie stufen das Sanktionsniveau in einer Skala von gering, mittel und hoch als mittel ein. Dabei werden jedoch die entscheidenden Aspekte hinsichtlich des Vollzugsdefizits nicht berücksichtigt.

¹¹⁰⁶ Bei den Instrumenten zur Verhinderung von Projektabbrüchen hingegen besteht das Vollzugsdefizit lediglich bei der Einbehaltung der Sicherheitsleistung.

¹¹⁰⁷ Siehe § 18C.IV.3.b) ab S. 247.

¹¹⁰⁸ Siehe § 18C.IV.3.a) ab S. 246.

¹¹⁰⁹ Siehe § 18C.IV.3.c) ab S. 249.

¹¹¹⁰ Siehe zum Verhältnis von Ersatzpflicht und Vertragsstrafen bei den verschiedenen Auktionen unter § 18C.IV.2 auf S. 243 ff.

¹¹¹¹ Siehe zur Ersatzpflicht unter § 18C.IV.2.a) auf S. 245.

¹¹¹² Siehe Tabelle 6 auf S. 255.

¹¹¹³ Siehe im voranstehenden Abschnitt unter § 18D.III.2 ab S. 272.

¹¹¹⁴ Siehe zu den konzeptionellen Nachteilen der Ersatzpflicht § 18C.IV.2.a) auf S. 236.

Der fehlenden Kalkulierbarkeit könnte ein zusätzlicher abschreckender Effekt zugeschrieben werden. Sie birgt jedoch auch die Gefahr von übermäßigen Risikoaufschlägen und könnte Projektentwickler von der Teilnahme abschrecken. Das wiederum würde zu erhöhten Auktionspreisen führen. Daher stellt die Ersatzpflicht nach dem brasilianischen Modell hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Auktionspreise keine effiziente Lösung dar.¹¹¹⁵ Im Ergebnis sind die tatsächlich eintretenden Rechtsfolgen also weder besonders effektiv noch effizient bei der Verhinderung von Verspätungen.

E. Projektabbrüche

I. Umfang der Projektabbrüche

Die Zahl der Projektabbrüche im Untersuchungszeitraum liegt zwischen 10 % und 15 % der bezuschlagten Kapazität. Das genaue Ergebnis hängt davon ab, wie man die zur Verfügung stehenden Datenquellen interpretiert.

Der Wert von 10 % Projektabbrüche ergibt sich, wenn man einen solchen bei Aufhebung der energierechtlichen Genehmigung annimmt.¹¹¹⁶ Die Auswertung der aufgehobenen energierechtlichen Genehmigungen ist jedoch nicht die einzige Erkenntnisquelle bezüglich der Projektabbrüche. Die zuständige Behörde veröffentlicht eine Statistik, in der sie die Wahrscheinlichkeit der Fertigstellung aller Anlagen angibt, deren Realisierungsfrist abgelaufen ist. Diese Statistik stuft die Anlagen in hohe, mittlere und geringe Realisierungswahrscheinlichkeit ein.¹¹¹⁷

In die Kategorie der hohen Realisierungswahrscheinlichkeit werden die Anlagen eingeordnet, die die vollständige umweltrechtliche Genehmigung erhalten haben¹¹¹⁸ und bei denen die Bautätigkeit aufgenommen wurde, ohne dass ein Grund ersichtlich ist, der der Fertigstellung der Anlage entgegensteht. Zur mittleren Kategorie gehören Anlagen, bei denen die Bautätigkeit noch nicht aufgenommen wurde oder das umweltrechtliche Genehmigungsverfahren noch nicht vollständig abgeschlossen ist. Es dürfen allerdings keine Gründe ersichtlich sein, die

¹¹¹⁵ Welchen konkreten Einfluss die Ersatzpflicht auf die Auktionspreise hat, lässt sich hingegen kaum ermitteln, da die Auktionspreise von einer Vielzahl an Faktoren abhängen, siehe: *Bayer, Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), 2644, 2649. Ein Vergleich zwischen den Auktionsarten, die die Ersatzpflicht vorsehen, und den Auktionsarten, die eine Vertragsstrafe vorsehen, bietet sich ebenfalls nicht an, da letztere Auktionsart vor allem zur Einführung der Windkraft in den brasilianischen Strommarkt genutzt wurde und zu diesem Zeitpunkt höhere Auktionspreise zu Stande kamen. Siehe dazu unter § 12C.III.1 auf S. 92 ff.

¹¹¹⁶ Eigene Auswertung der unter § 18B beschriebenen offiziellen Datenquellen.

¹¹¹⁷ ANEEL, *Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica*, <http://www.aneel.gov.br/accompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>, (letzter Abruf: 02.09.2019).

¹¹¹⁸ Siehe zu den drei Phasen des umweltrechtlichen Genehmigungsverfahrens unter § 18D.II.2.e) auf S. 262.

die Fertigstellung der Anlage definitiv verhindern. In die Kategorie der geringen Realisierungswahrscheinlichkeit fallen Anlagen, bei denen der umweltrechtliche Genehmigungsprozess unterbrochen wurde oder bei denen bereits festgestellt wurde, dass die Anlage umweltrechtlich nicht genehmigungsfähig ist. Ebenso in diese Kategorie fallen Anlagen, bei denen der Verwaltungsprozess zur Aufhebung der energierechtlichen Genehmigung eingeleitet wurde oder bei denen die Behörde gravierende Probleme mit der Fertigstellung der Anlage festgestellt hat.¹¹¹⁹

Zählt man zu den Anlagen, deren energierechtliche Genehmigung aufgehoben wurde, die Anlagen mit niedriger Realisierungswahrscheinlichkeit hinzu, erhält man einen Wert von 11 % der bezuschlagten Kapazität.¹¹²⁰ Geht man davon aus, dass auch die Anlagen mit mittlerer Realisierungswahrscheinlichkeit nicht mehr errichtet werden, ergibt sich eine voraussichtliche Abbruchquote von 15 %.¹¹²¹ Da man sich auf die zügige Durchführung der Verwaltungsverfahren zur Aufhebung der energierechtlichen Genehmigungen nicht verlassen kann,¹¹²² sollten zumindest die Anlagen, bei denen die Behörde bereits wesentliche Schwierigkeiten bei ihrer Errichtung festgestellt hat und daher die Realisierungswahrscheinlichkeit als niedrig einstuft hat, als abgebrochene Projekte eingestuft werden. Im weiteren Verlauf werden daher alle Projekte als abgebrochen eingestuft, deren energierechtliche Genehmigung aufgehoben oder deren Realisierungswahrscheinlichkeit als niedrig eingestuft wurde. Daraus ergibt sich eine Abbruchquote von 11 % der im Untersuchungszeitraum bezuschlagten Kapazität.

II. Ursachen für Projektabbrüche

Bisher gab es in der Literatur keine detaillierte Untersuchung zu den Gründen für die Projektabbrüche von Windkraftanlagen in Brasilien. Als Erkenntnisquellen hierfür stehen die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Experteninterviews sowie die Auswertung der Verwaltungsverfahren für die Aufhebung der energierechtlichen Genehmigung zur Verfügung.

Von den interviewten Experten werden im Wesentlichen zwei Gründe für Projektabbrüche von Windkraftanlagen in Brasilien genannt. Zum einen wird auf Lieferengpässe von Windkraftanlagen verwiesen [Interviews: a,e,f,m]. Hervorgeho-

¹¹¹⁹ Siehe zur Methodik der ANEEL die Einleitung zum "Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica", ANEEL, Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica, <http://www.aneel.gov.br/accompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>, (letzter Abruf: 02.09.2019).

¹¹²⁰ Eigene Auswertung der unter § 18B beschriebenen offiziellen Datenquellen.

¹¹²¹ Eigene Auswertung der unter § 18B beschriebenen offiziellen Datenquellen.

¹¹²² Siehe zum Vollzugsdefizit bei der Überwachung des Projektfortschritts durch die ANEEL unter § 18C.IV.3.a) auf S. 246.

ben wird insbesondere die Insolvenz des Windturbinenherstellers IMPSA [Interviews: e,f,m]. Dieser habe sehr günstige Preise angeboten, die nach dessen Insolvenz am Markt nicht mehr verfügbar gewesen seien [Interviews: f,m]. Dadurch sei die im Vorfeld der Auktion getätigte Kostenkalkulation hinfällig und mehrere Projekte mussten abgebrochen werden [Interview: m].

Als weitere Ursache wird auf das spekulative Geschäftsmodell der Firma Bioenergy verwiesen [Interviews: c,j,m]. Diese habe zu niedrige Preise geboten, um ihre Projekte umzusetzen [Interviews: c,j]. Es sei nicht möglich gewesen, zu ihren Preisvorstellungen die Windkraftanlagen einzukaufen [Interview: c]. Zudem habe sie auf Grundlage ihrer Kalkulation keine Finanzierung für die Projekte erhalten [Interviews: c,l]. Außerdem seien einige der Projekte von Bioenergy unmittelbar nach Auktionsende weiterveräußert worden [Interview: j]. Das lege den Schluss nahe, dass Bioenergy die Projekte nie selbst umsetzen wollte, sondern nur an den Auktionen teilnahm, um die Zuschläge weiter zu veräußern [Interview: l]. Das Bietverhalten von Bioenergy wurde in diesem Zusammenhang als Beispiel für „Adventurous Bidding“ genannt [Interview: j]. Abgesehen vom Fall Bioenergy wird das Problem der spekulativen Geschäftsmodelle im Windsektor von Experten aus der Privatwirtschaft jedoch als nicht [Interview: e] bzw. als nicht mehr erheblich eingeschätzt [Interview: h].

Die beiden von den interviewten Experten angegebenen hauptsächlichen Ursachen für Projektabbrüche finden sich in entsprechender Häufung auch in den behördlichen Entscheidungsbegründungen zur Aufhebung der energierechtlichen Genehmigungen wieder.¹¹²³ Im Rahmen dieser Begründungen setzt die Behörde sich auch mit den von den Projektentwicklern vorgebrachten Gründen für die Probleme mit der Umsetzung der Projekte auseinander. Bei 61 % der Kapazität der abgebrochenen Anlagen gaben die Projektentwickler Probleme mit der Lieferung ihrer Windkraftanlagen als Grund an. Davon bezogen sich 39 % auf die Insolvenz des Herstellers IMPSA. Inwiefern die Lieferengpässe in all diesen Fällen tatsächlich die Ursache für den Projektabbruch war, müsste in Einzelfallstudien untersucht werden. Es ist denkbar, dass Teile der 61 % spekulative Geschäftsmodelle betrieben haben und den Projektabbruch anschließend mit Lieferproblemen begründet haben. Die Interviewaussagen deuten jedoch darauf hin, dass dieser Anteil nicht sehr groß ist. Weitere 30 % der Kapazität der abgebrochenen Projekte waren Anlagen der Firma Bioenergy. In den Entscheidungsbegründun-

¹¹²³ Die zuständige Behörde hat bei 48 der 52 Projekte, die im Rahmen dieser Arbeit als abgebrochen betrachtet werden, die energierechtliche Genehmigung aufgehoben. Siehe zu den verschiedenen Perspektiven auf die Zahl der abgebrochenen Projekte unter § 18E.I ab S. 275.

gen nennt die zuständige Behörde keine externen Gründe, die die Projektabbrüche bei Bioenergy erklären.¹¹²⁴

Dieses Ergebnis spiegelt sich auch in der Aufteilung der Projektabbrüche pro Auktion wieder. Die Abbruchquote liegt bei der Auktion Nr. 21 erstmalig über 5 % (siehe Diagramm 26 auf S. 269). Bei dieser Auktion traten zum ersten Mal Probleme mit dem Hersteller IMPSA auf.¹¹²⁵ Die mit Abstand höchste Abbruchquote weist die Auktion Nr. 23 auf (89 %), bei der die Firma Bioenergy einen Großteil der bezuschlagten Kapazität erhielt.¹¹²⁶ Im Ergebnis gehen die Projektabbrüche also in erster Linie auf Lieferengpässe bei den Windkraftanlagen sowie die riskanten Geschäftsmodelle der Firma Bioenergy zurück.

III. Bewertung des Auktionsdesigns

Dem Auktionsdesign kommt eine zentrale Funktion zur Verhinderung von Projektabbrüchen zu.¹¹²⁷ Dazu tragen die versunkenen Kosten im Rahmen der Präqualifikationsvoraussetzungen sowie die über Sicherheitsleistungen abgesicherten Sanktionen für Projektabbrüche bei. Das finanzielle Risiko zur Teilnahme an den Auktionen darf jedoch nicht zu hoch sein, da ansonsten das Wettbewerbsniveau verringert würde. Außerdem wäre mit unangemessen hohen Risikoaufschlägen zu rechnen, die die Auktionspreise zusätzlich erhöhen würden. Insofern ist zwischen einem tolerierbaren Maß an Projektabbrüchen und dem negativen Einfluss von Präqualifikationsvoraussetzungen und Sanktionen auf den Auktionspreis abzuwägen.

Diese Abwägung ist in Brasilien gelungen. In der Literatur wurde nach Abschluss der ersten Auktionen vielfach die Befürchtung geäußert, dass bei den ersten Auktionsrunden mit Beteiligung der Windkraft zu niedrige Auktionspreise geboten wurden, um die Projekte tatsächlich umzusetzen.¹¹²⁸ Es wurde vermutet, dass Gebote unterhalb der Marktpreise abgegeben wurden, um im Markt zu bleiben oder um anderen Teilnehmern zu schaden. Diese Befürchtungen haben sich nicht bewahrheitet. In den ersten vier Auktionsrunden lag die Abbruchquote zwischen

¹¹²⁴ Siehe Begründung zu den Verwaltungsentscheidungen ANEEL N° 5.749-5.755/2016.

¹¹²⁵ Bayer, et al., Energy Policy 122 (2018), 97, 101.

¹¹²⁶ Nach eigene Auswertung der unter § 18B beschriebenen offiziellen Datenquellen erhielt sie 71 % der bezuschlagten Kapazität.

¹¹²⁷ Siehe unter zur Funktion und Funktionsweise von Präqualifikationsvoraussetzungen und Sanktionen § 17 auf S. 225 ff.

¹¹²⁸ Hauser et al., Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell, 2014, S. 63; Held et al., Design Features, 2014, S. 53; Lucas et al., Energy Auctions in Developing Countries, 2013, S. 21; Moore/Newey, Competition in RES-Auctions, S. 25; Lovinfosse et al., Lessons for the Tendering of Renewable Electricity, 2013, S. 15; Porrua et al., Wind power in Brazil, 2010, S. 7.

0 % und 5 % (siehe Diagramm 26 auf S. 269). Das Auktionsdesign bot einen ausreichenden Anreiz, Projektabbrüche zu verhindern.

Erst mit Eintritt der Lieferengpässe für Windkraftanlagen sowie durch das spekulative Geschäftsmodell der Firma Bioenergy ist es in relevantem Maß zu Projektabbrüchen gekommen.¹¹²⁹ Die Projektabbrüche, die auf Lieferengpässe zurückgehen, hätten durch härtere Sanktionen nur verhindert werden können, wenn sie für die Projektentwickler vorhersehbar waren. Nur dann hätten sie ihr Verhalten bei der Projektplanung und Kostenkalkulation entsprechend anpassen können. Diese Frage hat allerdings an Aktualität verloren, da es in den letzten Jahren nicht mehr zu Lieferengpässen gekommen ist.¹¹³⁰

Zudem stellt sich die Frage, ob Projektabbrüche aufgrund von spekulativen Geschäftsmodellen durch ein strengeres Auktionsdesign hätten verhindert werden können. Ein Großteil der Projektabbrüche aufgrund von spekulativen Geschäftsmodellen geht auf die Firma Bioenergy zurück.¹¹³¹ Bei ihr wurden alle zur Verfügung stehenden Sanktionen angewandt.¹¹³² Die zuständige Behörde hat die energierechtliche Genehmigung für die Anlagen aufgehoben,¹¹³³ ein Bußgeld von 10 % der Investitionssumme verhängt und die Firma Bioenergy für zwei Jahre von allen Vergabeverfahren im Stromsektor ausgeschlossen.¹¹³⁴ Anders als bei Verspätungen sind hier also Sanktionen in ganz erheblichem Umfang verhängt worden. Daher ist zu bezweifeln, dass noch strengere Sanktionen die Projektabbrüche hätten verhindern können. Da die Verhängung der Sanktionen außerhalb des Untersuchungszeitraums liegt, bleibt abzuwarten, ob sie eine ausreichende abschreckende Wirkung zeigt und die Firma Bioenergy ein Einzelfall bleibt.

Die interviewten Experten gehen jedenfalls davon aus, dass die Sanktionsmöglichkeiten ausreichend sind. Man könne spekulative Geschäftsmodelle ohnehin nicht ganz verhindern [Interviews: m,j], sodass ein Spezialfall wie Bioenergy nicht dafür sprechen muss, die Sanktionen zu verschärfen. Von Behördenseite wurde angegeben, dass eher die Verwaltungsprozesse im Umgang mit Projektabbrüchen optimiert werden, um die gesamtgesellschaftlichen Kosten von Projektabbrüchen zu senken [Interview: j].¹¹³⁵ Eine Abbruchquote von 11 % sei zudem kein

¹¹²⁹ Siehe unter § 18E.II auf S. 276 ff.

¹¹³⁰ Siehe dazu im Einzelnen unter § 18D.II.2.b) auf S. 260.

¹¹³¹ Siehe unter § 18E.II auf S. 276.

¹¹³² Siehe unter § 19D.III auf S. 298.

¹¹³³ Verwaltungsentscheidung ANEEL vom 12.04.2016 N° 5.749/2016.

¹¹³⁴ Verwaltungsentscheidung ANEEL vom 05.04.2015, Aktenzeichen 48500.002981/2015-18.

¹¹³⁵ In dem Interview wurde insbesondere der Prozess zur Aufhebung der energierechtlichen Genehmigung und des Stromliefervertrages betont, um die frei werdende Kapazität erneut aus-schreiben zu können [Interview: j].

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

erschreckendes Ergebnis bzw. als unter den gegebenen Umständen normal einzustufen [Interview: k,o,]. Von Behördenseite wird also kein Handlungsbedarf zur Verschärfung von Präqualifikationsvoraussetzungen und Sanktionen gesehen. Von privatwirtschaftlicher Seite wird das Problem von spekulativen Geschäftsmodellen als nicht [Interview: e] bzw. als nicht mehr erheblich eingeschätzt [Interview: h].

Im Ergebnis handelt es sich um eine - zumindest im Vergleich zu den in der Literatur geäußerten Befürchtungen - moderate Abbruchquote. Es lässt sich also konstatieren, dass die Präqualifikationsvoraussetzungen und Sanktionen Projektabbrüche in ausreichendem Maß unattraktiv gemacht haben. Hervorzuheben ist die Sanktion des Ausschlusses von zukünftigen Vergabeverfahren, der aufgrund der Erstreckung auf die Mutter- und Tochterkonzerne große abschreckende Wirkung zugeschrieben wird [Interviews: r,u,w].

§ 19 Übertragbarkeit der brasilianischen Erfahrungen auf die EEG-Ausschreibungen

In den vorangegangenen Abschnitten wurden die Stärken und Schwächen des brasilianischen Auktionsdesigns zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen untersucht. Ziel des vorliegenden Abschnitts ist es zu ermitteln, welche der in Brasilien gemachten Erfahrungen für die EEG-Ausschreibungen fruchtbar gemacht werden können.

Dazu geht dieser Abschnitt in mehreren Schritten vor. Zunächst wird der tatsächliche sowie normative Kontext der beiden Länder verglichen. Die Verspätungen und Projektabbrüche in Brasilien gehen sowohl auf länderspezifische als auch für Auktionsmodelle typische Ursachen zurück. In Deutschland ist bisher keine endgültige Realisierungsfrist abgelaufen. Daher liegen noch keine aussagekräftigen Ergebnisse zu möglichen Ursachen für Verspätungen und Projektabbrüche vor (A.).

Auf dieser Grundlage lässt sich bestimmen, an welchen Stellen durch den Vergleich der beiden Auktionsdesigns Erkenntnisse gewonnen werden können. Die Realisierungsfristen liegen in beiden Ländern zwischen 24 und 48 Monaten. Aufgrund der länderspezifischen Unterschiede erlauben die brasilianischen Erfahrungen jedoch keinen Rückschluss auf die Angemessenheit der Frist in Deutschland (B.).

Der Vergleich der Präqualifikationsvoraussetzungen sowie der Kontingentierung von Zuschlägen zeigt, dass die beiden Auktionsdesigns ihren jeweiligen länderspezifischen Kontext angemessen berücksichtigen. Änderungen am deutschen Auktionsdesign wären nur zweckmäßig, wenn sich ähnliche Problemstellungen wie in Brasilien ergeben (C.).

Hinsichtlich der Sanktionen ist zwischen der Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen zu unterscheiden. Der Vergleich mit dem brasilianischen Modell lässt den Schluss zu, dass die Systematik der Pönalen im EEG 2017 grundsätzlich funktionsfähig ist. Zur Angemessenheit der Höhe der Pönale für Verspätungen lassen sich allerdings keine Erkenntnisse aus dem brasilianischen Auktionsdesign ableiten [D.II.1].

Ferner ist die Haftung für netzanschlussbedingte Verspätungen in Deutschland nicht optimal ausgestaltet. Das brasilianische Modell stellt für die deutschen Anforderungen jedoch keine geeignete Alternative dar [D.II.2].

Darüber hinaus sind die Sanktionen für Projektabbrüche im EEG 2017 weitaus weniger streng ausgestaltet als bei den brasilianischen Stromauktionen. Sollte das Moratorium für Bürgerenergiegesellschaften aufgehoben werden oder sollte es aus einem anderen Grund in relevantem Umfang zu Projektabbrüchen bei Windkraftanlagen an Land kommen, wären mehrere Anpassungen, die sich am brasilianischen Modell orientieren, empfehlenswert. Insbesondere der Ausschluss von zukünftigen Ausschreibungen bei spekulativem Bietverhalten war in Brasilien sehr effektiv [D.III].

A. Kontextualisierung der Ursachen für Verspätungen und Projektabbrüche

Die Effektivität von Regelungen zur Verhinderung von Verspätungen und Projektabbrüchen hängt in starkem Maße vom länderspezifischen Kontext ab. Mit Präqualifikationsvoraussetzungen kann verhindert werden, dass (länder-)spezifische Probleme in der Planungs- und Bauphase nicht zu Verspätungen führen. Auch über die Verlängerung der Realisierungsfrist kann auf einzelne Herausforderungen reagiert werden. Strafzahlungen hingegen schaffen unabhängig von den länderspezifischen Problemstellungen einen Anreiz, Verspätungen und Projektabbrüche zu vermeiden.

Bei der Übertragung von Erfahrungen mit den brasilianischen Regelungen ist daher darauf zu achten, ob sie an brasilienspezifische Problemstellungen anknüpfen. Da in Deutschland bisher nicht in relevantem Umfang Realisierungsfristen abgelaufen sind, lassen sich noch keine abschließenden Aussagen zu möglichen Ursachen für Verspätungen und Projektabbrüche treffen.

Es ist jedoch bereits absehbar, dass einige Ursachen in Deutschland keine so herausragende Rolle spielen werden wie in Brasilien. Insbesondere die massiven Verspätungen aufgrund des fehlenden Netzanschlusses gehen darauf zurück, dass große Teile Brasiliens infrastrukturell kaum erschlossen sind. Diese Problemstellung besteht in dieser Form in Deutschland nicht.¹¹³⁶ Auch die Verspätungen infolge von Lieferengpässen, die auf local-content-Anforderungen zurückgehen, sind in Deutschland nicht zu erwarten. Die brasilianischen Regelungen zur Verhinderung von Projektabbrüchen hingegen knüpfen an das Risiko unseriöser und spekulativer Geschäftsmodelle an. Dieses Risiko kann bei Auktionsmodellen unabhängig vom länderspezifischen Kontext auftreten. Diese kontextuellen Unter-

¹¹³⁶ Siehe zu möglichen netzausbaubedingten Verspätungen in Deutschland unter § 19D.II.2 auf S. 294.

schiede bzw. Gemeinsamkeiten fließen in die folgende Beurteilung der Übertragbarkeit brasilianischer Erfahrung ein.

B. Ausgestaltung der Realisierungsfrist

Das EEG 2017 sieht keine ausdrückliche Umsetzungs- bzw. Realisierungsfrist für Windkraftanlagen an Land vor. Ein solche ergibt sich jedoch mittelbar aus der Auferlegung einer Strafzahlung für Anlagen, die nicht innerhalb von 24 Monaten nach Bekanntgabe der Zuschläge in Betrieb genommen wurden.¹¹³⁷ Ist die Anlage auch 30 Monate nach Bekanntgabe der Zuschläge nicht in Betrieb, wird der Zuschlag automatisch entwertet.¹¹³⁸

Bei den ersten drei Ausschreibungen für Windkraft an Land bestand eine Sonderregelung, die es Bürgerenergiegesellschaften erlaubte, vor der Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung teilzunehmen.¹¹³⁹ Die Realisierungsfrist verlängerte sich in diesem Fall um 24 Monate.¹¹⁴⁰ Bei den ersten drei Ausschreibungen gingen jeweils mindestens 93 % der bezuschlagten Leistung an Bürgerenergiegesellschaften mit verlängerter Realisierungsfrist.¹¹⁴¹ Dieser überwältigende Erfolg der Bürgerenergiegesellschaften hat aufgrund der Fristverlängerung negative Auswirkungen auf die die Erreichung des Ausbaupfads nach § 4 EEG 2017.¹¹⁴² Zudem hat die Bundesregierung festgestellt, dass bei vielen der Bürgerenergiegesellschaften direkte oder indirekte Verbindungen zu den wenigen bereits etablierten Projektentwicklern bestehen.¹¹⁴³ Insofern sei die Zielsetzung, die Akteursvielfalt zu erhöhen, nicht erreicht worden. Daher wurde bzw. wird diese Privilegierung zwischen Februar 2018 und Juni 2020 ausgesetzt.¹¹⁴⁴

Bisher gibt es keine Erkenntnisse, ob diese Realisierungsfristen angemessen sind. Denn erst am 26.11.2019 läuft die 30-monatige Realisierungsfrist für die erste Ausschreibung von Windkraftanlagen an Land ab.¹¹⁴⁵ Aufgrund des großen

¹¹³⁷ § 55 Abs. 1 S. 2 EEG 2017.

¹¹³⁸ § 35a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 i.V.m. § 36e Abs. 1 EEG 2017.

¹¹³⁹ § 36g Abs. 1 EEG 2017. Es handelt sich um die Ausschreibungen im Mai, August und November 2017.

¹¹⁴⁰ § 55 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EEG 2017. Siehe zu den Auswirkungen der verlängerten Realisierungsfrist auf Projektabbrüche unter § 19D.III auf S. 301.

¹¹⁴¹ BNetzA, Hintergrundpapier 1. Mai 2017, 2017, S. 5; BNetzA, Hintergrundpapier 1. November 2017, 2017, S. 5; BNetzA, Hintergrundpapier 1. August 2017, 2017, S. 6

¹¹⁴² BMWi, EEG-Erfahrungsbericht, 2018, S. 14.

¹¹⁴³ BMWi, EEG-Erfahrungsbericht, 2018, S. 14.

¹¹⁴⁴ § 104 Abs. 8 EEG 2017.

¹¹⁴⁵ Da die Strafzahlungen zwischen dem 25. und 30. Monat gestaffelt sind, zeigt sich erst nach Ablauf der 30 Monate das wirkliche Ausmaß der Verspätungen. Die Zuschläge wurden am 26.05.2017 veröffentlicht. Dementsprechend läuft die Frist am 26.11.2018 ab, siehe BNetzA, Gebotstermin 1. Mai 2017, 19.05.2017, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutione

Erfolges der Bürgerenergiegesellschaften bei den ersten drei Auktionen, werden jedoch erst deutlich später belastbare Aussagen zur Realisierungsquote möglich sein.¹¹⁴⁶ Die Bundesregierung geht jedenfalls davon aus, dass ein Windpark in Deutschland durchschnittlich in 12 bis 15 Monaten nach Erteilung der Genehmigung in Betrieb genommen werden kann.¹¹⁴⁷

Die Umsetzungsfristen in Brasilien lagen im Untersuchungszeitraum zwischen 24 und 48 Monaten.¹¹⁴⁸ Die Bestimmung einer angemessenen Realisierungsfrist ist jedoch sowohl auf normativer als auch auf tatsächlicher Ebene sehr stark vom jeweiligen Kontext abhängig. Zum einen müssen die Präqualifikationsvoraussetzungen berücksichtigt werden. Umso strenger diese sind, desto mehr Planungsschritte finden bereits vor der Auktion statt. Die Frist kann dementsprechend kürzer sein. Zum anderen hat die Untersuchung der Verspätungsgründe in Brasilien gezeigt, dass diese zum großen Teil länderspezifisch sind. Die Inbetriebnahme einer Windkraftanlage an Land stellt die Projektentwickler in Brasilien und Deutschland vor unterschiedliche Herausforderungen. Zudem war die Länge der Frist dort nicht der entscheidende Faktor für das Ausmaß der Verspätungen.¹¹⁴⁹ Dementsprechend lässt sich aus der brasilianischen Erfahrung nicht ableiten, inwiefern die Umsetzungsfristen des EEG 2017 angemessen sind.

C. Präqualifikationsvoraussetzungen und Kontingentierung

Mit Präqualifikationsvoraussetzungen kann die grundsätzliche Umsetzbarkeit von Projekten abgesichert werden. Das verhindert Verspätungen und Projektabbrüche. Die Voraussetzungen können an die ländertypischen Problemstellungen anknüpfen.¹¹⁵⁰ Daher sind sie sehr vom jeweiligen Kontext, in dem sie eingesetzt werden abhängig. Zudem sind sie auf das erforderliche Minimum zu reduzieren, da sie die Transaktionskosten erhöhen und deshalb negative Auswirkungen auf Auktionspreise und die Akteursvielfalt haben.¹¹⁵¹

Das EEG 2017 setzt für die Teilnahme an den Ausschreibungen bei Windkraft an Land eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung voraus. Dies ist die einzige

n/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2017/Gebotsterm in_01_05_2017/Gebotstermin_01_05_17_node.html, (letzter Abruf: 19.06.2019).

¹¹⁴⁶ Siehe zur verlängerten Realisierungsfrist für Bürgerenergiegesellschaften unter § 19A ab S. 282. Eine aussagekräftige Einschätzung der Realisierungsquote wird frühestens Ende August 2020 möglich sein, wenn für die Ausschreibung vom Februar 2018 die 30-monatige Realisierungsfrist abgelaufen ist. Bei dieser Ausschreibung gab es keine verlängerte Realisierungsfrist für Bürgerenergiegesellschaften, siehe § 104 Abs. 8 EEG 2017.

¹¹⁴⁷ BT-Drs. 18/8860, S. 211.

¹¹⁴⁸ Siehe zu den Umsetzungsfristen in Brasilien unter § 18C.I auf S. 235.

¹¹⁴⁹ Siehe unter § 18D.II.2.h) auf S. 264.

¹¹⁵⁰ Siehe § 17 auf S. 227.

¹¹⁵¹ Siehe § 17 auf S. 227.

Präqualifikationsvoraussetzung (siehe Tabelle 8 auf S. 285).¹¹⁵² Aufgrund der Konzentrationswirkung des § 13 BImSchG umfasst diese Genehmigung jedoch alle die Anlage betreffenden behördlichen Entscheidungen.¹¹⁵³ Damit gehen die Voraussetzungen des EEG 2017 in genehmigungsrechtlicher Hinsicht über die der brasilianischen Auktionen hinaus. Es ist zwar denkbar, dass auch in Deutschland eine Art vorläufige Umweltgenehmigung als Teilnahmevoraussetzung ausreichend wäre. Da diese im BImSchG jedoch nicht vorgesehen ist, scheitert eine Reduktion der Voraussetzungen an dieser Stelle am normativen Kontext.¹¹⁵⁴

Bei den ersten drei Ausschreibungen für Windkraft an Land konnten Bürgerenergiegesellschaften mit vereinfachten Präqualifikationsvoraussetzungen antreten. Anstatt einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung mussten sie lediglich ein Gutachten über den zu erwartenden Stromertrag der Anlage sowie eine Eigenerklärung über Nutzungsrechte am Grundstück einreichen.¹¹⁵⁵

Anders als in Brasilien werden in Deutschland keine Voraussetzungen hinsichtlich des Netzanschlusses und der finanziellen Leistungsfähigkeit der Teilnehmer gestellt (siehe Tabelle 8 auf S. 285). Solange in Deutschland jedoch keine Probleme mit dem Netzanschluss sowie mit der Finanzierung der Projekte bestehen, sollten die brasilianischen Voraussetzungen nicht übernommen werden. Dies würde ohne Notwendigkeit die Transaktionskosten erhöhen.

Zudem ist in beiden Auktionsmodellen zur Koordinierung des Ausbaus der Erzeugungs- und der Netzkapazitäten eine Begrenzung von Zuschlägen in bestimmten Gebieten vorgesehen. Das EEG 2017 begrenzt im windstarken Norden Deutschland die Zuschläge für Windkraftanlagen an Land.¹¹⁵⁶ Diese Maßnahme soll nur übergangsweise eingesetzt werden, bis das Netz ausreichend ausgebaut wurde.¹¹⁵⁷ Es werden anders als in Brasilien für die Kontingentierung nicht die tatsächlichen Kapazitäten jedes einzelnen Netzanschlusspunkts herangezogen, sondern es wird der Ausbau in einem zusammenhängenden Gebiet insgesamt

¹¹⁵² Siehe § 36 Abs. 1 EEG 2017. Die weiteren allgemeinen Anforderungen an die Gebote nach § 30 Abs. 1 EEG 2017 stellen keine Präqualifikationsvoraussetzungen dar. Es handelt sich lediglich um die Erfüllung von Formalien und nicht um die Vorziehung von Planungsschritten oder Überprüfung der Leistungsfähigkeit der Auktionsteilnehmer. Siehe zu den verschiedenen Arten von Präqualifikationsvoraussetzungen unter § 17 ab S. 225.

¹¹⁵³ Siehe zur Konzentrationswirkung bei *Giesberts*, in: BeckOK Umweltrecht, § 13 BImSchG Rn. 1.

¹¹⁵⁴ Der Vorbescheid nach § 9 BImSchG eignet sich hierzu nicht, da sein Umfang nicht vorgegeben ist, sondern vom Antragssteller bestimmt wird.

¹¹⁵⁵ § 36g Abs. 1 EEG 2017. Siehe zu den möglichen Auswirkungen dieser erleichterten Präqualifikationsvoraussetzungen unter § 19D.III auf S. 301.

¹¹⁵⁶ Siehe zur Funktionsweise des Netzausbaugebiets gemäß § 36c EEG 2017 unter § 14B.I.2.a)cc) auf S. 184.

¹¹⁵⁷ BT-Drs. 18/8860, S. 210.

begrenzt.¹¹⁵⁸ Die Kontingentierung hat damit einen eher präventiven Charakter. Es soll verhindert werden, dass es bei einem ungebremsten Ausbau der Windkraft an Land in Norddeutschland zu Netzengpässen bei der Übertragung in den Süden des Landes kommt. Daher bietet sich eine generelle Kontingentierung des windstarken Nordens an, um Zeit für den Netzausbau zu gewinnen.

Die Kontingentierung in Brasilien knüpft an eine vergleichbare aber im Ergebnis unterschiedliche Problemstellung an. Aufgrund seiner Größe und teilweise sehr dünnen Besiedlung sind in Brasilien nicht alle möglichen Windstandorte infrastrukturell erschlossen. Oft müssen neue Netzlinien errichtet werden, um die Windparks mit dem Übertragungsnetz zu verbinden. Hinzu tritt das Problem, dass sich die besten Windstandorte in großer Entfernung zu den Verbrauchszentren befinden.¹¹⁵⁹ Daher besteht die Gefahr, dass die Übertragungskapazitäten vom Nordosten des Landes in den Süden nicht ausreichen. Um diesen Problemen adäquat zu begegnen, findet die Kontingentierung auf örtlicher, regionaler und überregionaler Ebene statt. Mit der konkreten Ausgestaltung der Kontingentierung reagieren die Gesetzgeber auf die unterschiedlichen Anforderungen des jeweiligen Stromsektors.

Im Ergebnis lässt sich konstatieren, dass die Präqualifikationsvoraussetzungen und die Kontingentierung dem jeweiligen länderspezifischen Kontext angemessen sind. Solange keine Schwierigkeiten mit den Netzanschluss sowie der Finanzierung der Projekte in Deutschland auftauchen, sollten keine der brasilianischen Regelungen ins EEG 2017 integriert werden.

¹¹⁵⁸ Siehe zur Capacity Stage in Brasilien unter § 18C.III auf S. 238.

¹¹⁵⁹ *Tolmasquim*, *Energia Renovável*, S. 280.

§ 19 Übertragbarkeit der brasilianischen Erfahrungen auf die EEG-Ausschreibungen

Tabelle 8 – Präqualifikationsvoraussetzungen und Kontingentierung für Windkraft an Land im brasilianischen und deutschen Auktionsdesign

	Brasilien	Deutschland
Projektbezogene Präqualifikationsvoraussetzungen		
Umweltgenehmigung	Ja <i>(Vorläufige Genehmigung)</i>	Ja ¹¹⁶⁰
Nachweis über Netzanschluss und vorhandene Netzkapazitäten	Ja <i>(Gutachten zur grundsätzlichen Möglichkeit des Netzanschlusses)</i>	Nein
Nachweis über Landnutzungsrechte	Ja	Nein
Verbindliche Lieferverträge über die wesentlichen Anlagenteile	Nein	Nein
Bieterbezogene Präqualifikationsvoraussetzungen		
Überprüfung der finanziellen Leistungsfähigkeit	Ja <i>(20 % generelle und kurzfristige Liquidität; 10 % liquide Mittel)¹¹⁶¹</i>	Nein
Nachweis über bereits umgesetzte Projekte (Track Record)	Nein	Nein
Kontingentierung		
Kontingentierung bestimmter Netzabschnitte	Ja ¹¹⁶² <i>(örtliche, regionale und überregionale Begrenzung auf vorhandene Übertragungskapazitäten)</i>	Ja <i>(Pauschale Begrenzung der Zuschläge für ein zusammenhängendes Gebiet)</i>

D. Sanktionen

Die Untersuchung hinsichtlich der Sanktionen für Verspätungen und Projektabbrüche erfolgt dreigeteilt. Zunächst wird die Systematik des EEG 2017 überblicksartig dargestellt (I.). Daran schließen sich die übertragbaren Erkenntnisse zur Verhinderung von Verspätungen (II.) und Projektabbrüchen an (III.).

¹¹⁶⁰ Siehe zur Ausnahme für Bürgerenergiegesellschaften bei den ersten drei Auktionen für Windkraft an Land § 36g EEG 2017.

¹¹⁶¹ Prozentangaben sind bezogen auf die Investitionssumme.

¹¹⁶² Die Capacity Stage wurde nicht bei allen Auktionen durchgeführt. Siehe hierzu die Übersicht zu den Änderungen des Auktionsdesigns die Tabelle 7 auf S. 269.

I. Sanktionen für Verspätungen und Projektabbrüche im EEG 2017

Das EEG 2017 sieht sowohl für Verspätungen als auch für Projektabbrüche Pönalen vor.¹¹⁶³ Der Gesetzgeber hat die Sanktion absichtlich nicht als herkömmliches Bußgeld ausgestaltet. Denn zum Zeitpunkt des Gesetzgebungsverfahrens bestand die beihilferechtliche Notwendigkeit, das EEG als ein nicht staatliches Fördersystem auszugestalten.¹¹⁶⁴ Dementsprechend ist der Gläubiger der Pönale keine staatliche Stelle, sondern der regelverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber.¹¹⁶⁵

Die Ausgestaltung der Pönale weist weitere Besonderheiten auf, die sie von Bußgeldern auf der einen und von Schadensersatzregelungen auf der anderen Seite unterscheiden. Im Unterschied zu Bußgeldern ist keine Verwaltungsentscheidung für die Verhängung der Pönale erforderlich. Die Zahlungspflicht des Bieters gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber fällt automatisch durch den Umstand der Fristverletzung an. Die Pönale ist also keiner bestimmten Behörde zurechenbar. Dementsprechend handelt es sich nicht um einen Verwaltungsakt nach § 35 VwVfG.¹¹⁶⁶ In Abgrenzung zu Schadensersatzregelungen ist es nicht erforderlich, dass dem Übertragungsnetzbetreiber ein Schaden entstanden ist.¹¹⁶⁷ Die Höhe der Pönale richtet sich ausschließlich nach der Länge der Verspätung. Zudem sind die Pönalen verschuldensunabhängig ausgestaltet.¹¹⁶⁸ Hat der Bieter Bedenken hinsichtlich der Rechtmäßigkeit einer Pönale, muss er diese in einem Zivilverfahren gegenüber dem Netzbetreiber geltend machen.¹¹⁶⁹

Mit der Rechtsnatur der Pönale setzt sich bisher nur *Salje* auseinander.¹¹⁷⁰ Er bezeichnet sie als eine „Sanktion sui generis“, die am ehesten mit einer Vertragsstrafe zu Gunsten Dritter zu vergleichen sei. Zudem ordnet *Salje* die Vorschrift als

¹¹⁶³ § 55 Abs. 1 EEG 2017.

¹¹⁶⁴ *Salje*, EEG, § 55 Rn. 2. Zur Notwendigkeit der nicht staatlichen Ausgestaltung der EEG-Förderung siehe § 13A.I auf S. 146 ff.

¹¹⁶⁵ Schuldner ist der Bieter. Siehe zur Person des Schuldners bei Übertragung der Zuschläge bei von Oppen/Schmeichel, in: Greb/Boewe, EEG, § 55 Rn. 9.

¹¹⁶⁶ Auch bei vollständig automatisierten Verwaltungsakten nach § 35a VwVfG muss die Entscheidung einer bestimmten Verwaltungsbehörde zurechenbar sein, siehe: *Ramsauer*, in: Kopp/Ramsauer VwVfG, § 35a Rn. 2.

¹¹⁶⁷ *Salje*, EEG, § 55 Rn. 3.

¹¹⁶⁸ *Hermes/Leutritz/Richter*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, § 55 Rn. 4; von Oppen/Schmeichel, in: Greb/Boewe, EEG, § 55 Rn. 27; *Salje*, EEG, § 55 Rn. 4. Zur Vorgängernorm in der FFAV wurde bei *Schulz/Möller*, ER 2015, 87, 95 diskutiert, ob die Anwendung rechtsmissbräuchlich sein könnte, wenn kein Verschulden vorliegt.

¹¹⁶⁹ Das gilt sowohl, wenn er Rechtsschutz gegen die Aufhebung des Zuschlags nach § 35a EEG 2017 an sich sucht, als auch, wenn er sich beispielsweise gegen die Höhe der Pönale wehren möchte, siehe: *Salje*, EEG, § 35a, Rn. 10; *Salje*, EEG, § 55 Rn. 9.

¹¹⁷⁰ *Salje*, EEG, § 55 Rn. 3.

automatisch funktionierendes Recht ein.¹¹⁷¹ Vor dem Hintergrund, dass anders als bei Bußgeldern kein Verwaltungsverfahren erforderlich ist und anders als bei Schadenersatzregelungen kein Schaden vorliegen muss, ist dem beizupflichten.

Die Pönalen sind je nach Technologie unterschiedlich ausgestaltet. Bei Windkraftanlagen an Land ist zwischen Verspätungs- und Entwertungspönale zu unterscheiden.¹¹⁷² Die Realisierungsfrist beläuft sich auf 24 Monate. Die Verspätungspönale wird fällig, wenn eine Anlage zwischen dem ersten und dem sechsten Monat nach Ablauf der Realisierungsfrist in Betrieb genommen wird. Sie ist je nach Länge der Verspätung gestaffelt und richtet sich nach der Kapazität der verspätet in Betrieb genommenen Anlagenteile.¹¹⁷³ Wird die Anlage im ersten oder zweiten Monat nach Ablauf der Frist in Betrieb genommen, sind 10 € pro Kilowatt zu entrichten. Die Inbetriebnahme im dritten bis vierten Monat nach Fristablauf führt zu einer Pönale von 20 € pro Kilowatt. Geht die Anlage im fünften oder sechsten Monat nach Ende der Frist in Betrieb, müssen 30 € pro Kilowatt entrichtet werden.

Nach Ablauf von 30 Monaten seit Bekanntgabe des Zuschlags erlischt der Zuschlag für die noch nicht in Betrieb genommenen Anlagenteile automatisch und wird entwertet.¹¹⁷⁴ Das bedeutet, dass der Betreiber erneut an einer Auktion teilnehmen muss, um eine Förderung zu erhalten.¹¹⁷⁵ Zudem wird für die Anlagenteile, deren Zuschlag entwertet wurde, eine Entwertungspönale von 30 € pro Kilowatt fällig.¹¹⁷⁶ In der zum EEG 2017 erschienenen Literatur wird die Höhe der Pönalen als inhaltlich ausgewogen¹¹⁷⁷ und nicht erdrosselnd hoch¹¹⁷⁸ eingeschätzt. Einen Bewertungsmaßstab für diese Einschätzung geben die Autoren dabei nicht an. Nur *Säcker* und indirekt auch *Salje* befassen sich mit der Verfas-

¹¹⁷¹ *Salje*, EEG, § 55 Rn. 4.

¹¹⁷² Die begriffliche Unterscheidung zwischen Verspätungs- und Entwertungspönale findet sich bei *Salje*, EEG, § 55 Rn. 5.

¹¹⁷³ § 55 Abs. 1 S. 2 EEG 2017.

¹¹⁷⁴ § 35a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 i.V.m. § 36e Abs. 1 S. 1 EEG 2017. Eine Ausnahme von dieser Regel wurde für drei Auktionen im Jahr 2019 eingeführt. Bei diesen Auktionen erlöschen die Zuschläge bereits nach 24 Monaten und es wird unmittelbar nach Ablauf der zwei Jahre die volle Entwertungspönale fällig, § 36e Abs. 1 S. 2 EEG 2017. Diese zeitweise Verschärfung wurde eingeführt, da aufgrund des erfolgreichen Abschneidens der Bürgerenergiegesellschaften viele Anlagen eine längere Realisierungsfrist haben und vom Gesetzgeber eine geringere Realisierung von Windkraftanlagen an Land in den Jahren 2019 und 2020 befürchtet wurde, siehe: BR-Drs. 563/18, S. 80.

¹¹⁷⁵ Gemäß § 36d EEG 2017 ist eine Anlage nur solange von der erneuten Teilnahme an den Ausschreibungen ausgeschlossen, bis ihr Zuschlag gemäß § 36e Abs. 1 EEG 2017 entwertet wurde.

¹¹⁷⁶ Siehe §§ 55 Abs. 1 S. 1 Nr. 1, S. 2 Nr. 3 EEG 2017. Die Entwertungspönale fällt jedoch nur an, wenn mehr als 5 % der Gebotsmenge nicht in Betrieb genommen wurden. Ein Rechenbeispiel zur Veranschaulichung der Berechnung der Pönalen findet sich bei *Salje*, EEG, § 55 Rn. 11.

¹¹⁷⁷ *Säcker*, in: *BerlKommEnR* Bd. 6, § 55 EEG S. 2.

¹¹⁷⁸ *Salje*, EEG, § 55 Rn. 9.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

sungsmäßigkeit der Norm und bestätigen diese kurz aufgrund der angemessenen Höhe der Pönale.¹¹⁷⁹

Unter sehr engen Voraussetzungen ist zudem der Ausschluss von Bietern möglich.¹¹⁸⁰ Dazu müssen mehrere Zuschläge eines Bieters aus mindestens zwei vorangegangenen Ausschreibungen vollständig entwertet worden sein. Nicht vorgesehen ist die Erstreckung dieser Sanktion auf Mutter- und Tochterunternehmen.¹¹⁸¹ Folglich führt die Gründung von neuen Projektgesellschaften zu einer Durchbrechung der Zurechnungskette.¹¹⁸² Das schränkt den Anwendungsbereich der Norm erheblich ein. Insgesamt spielt dieses Instrument in der Gesetzsystematik des EEG 2017 dadurch keine zentrale Rolle zur Verhinderung von Projektabbrüchen.¹¹⁸³

Weitere Sanktionen für Projektabbrüche durch den Bieter sind nicht vorgesehen. Ein Projektabbruch – beispielsweise infolge spekulativen Bietverhaltens – führt folglich im Regelfall zur selben Sanktion wie die Inbetriebnahme der Anlage mit einer Verspätung von über vier Monaten.¹¹⁸⁴ Der deutsche Gesetzgeber verlässt sich im Ergebnis darauf, dass unseriöses sowie spekulatives Bietverhalten von der Entwertungspönale sowie von den versunkenen Kosten für die immissionschutzrechtliche Genehmigung verhindert werden.

Zudem besteht in sehr begrenztem Rahmen die Möglichkeit zur Verlängerung der Realisierungsfrist.¹¹⁸⁵ Voraussetzung hierfür ist, dass ein Dritter gegen die immissionsschutzrechtliche Genehmigung einen Rechtsbehelf einlegt.¹¹⁸⁶ Der Umfang der Fristverlängerung liegt im Ermessen der Behörde, sie soll jedoch auf die Län-

¹¹⁷⁹ Säcker, in: BerlKommEnR Bd. 6, § 55 EEG S. 2; Salje, in: EEG, § 55 Rn. 9. Nicht diskutiert und damit wohl gleichsam unterstellt wird die Verfassungsmäßigkeit bei Herms/Leutritz/Richter, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, § 55; von Oppen/Schmeichel, in: Greb/Boewe, EEG, § 55.

¹¹⁸⁰ § 34 Nr. 2 EEG 2017. Siehe zu den Anforderungen an die Ermessensausübungen aufgrund der Schwere der Sanktion: Herms/Leutritz/Richter, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, § 34 Rn. 2; Greb, in: Greb/Boewe, EEG, § 34 Rn. 13 f.

¹¹⁸¹ Herms/Leutritz/Richter, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, § 34 Rn. 4.

¹¹⁸² Herms/Leutritz/Richter, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, § 34 Rn. 4; Salje, EEG, § 34 Rn. 18.

¹¹⁸³ Dementsprechend werden in der Gesetzesbegründung nur die Teilnahmebedingungen sowie die Pönalen als Instrumente zur Verhinderung von Projektabbrüchen genannt, siehe: BT-Drs. 18/8860, S. 205.

¹¹⁸⁴ Denn die Entwertung des Zuschlags stellt für den Bieter, der sein Projekt ohnehin nicht realisieren will, keine zusätzliche Beschwer dar.

¹¹⁸⁵ § 36 Abs. 2 EEG 2017. In diesem Fall kommt es ausnahmsweise zu einem vorgeschalteten Verwaltungsverfahren, das in Zusammenhang mit den Pönalen steht.

¹¹⁸⁶ Neben der Einlegung des Rechtsbehelfs ist die behördliche oder gerichtliche Anordnung der sofortige Vollziehbarkeit der Genehmigung Voraussetzung für die Verlängerung, siehe § 36e Abs. 2 Nr. 1, 2 EEG 2017. Die Anordnung der sofortigen Vollziehbarkeit setzt eine Erfolgsprüfung voraus. Siehe hierzu ausführlich Salje, EEG, § 36e Rn. 11 ff.

ge der Geltungsdauer der Genehmigung begrenzt sein.¹¹⁸⁷ Als unmittelbare Rechtsfolge der Verlängerung wird der Zuschlag nicht entwertet und dementsprechend liegen die Tatbestandsvoraussetzungen für die Entwertungspönale nicht vor.¹¹⁸⁸ Es würde des Weiteren dem Zweck der Verlängerung entsprechen, wenn sich deren Rechtsfolge auch auf die Verspätungspönale erstrecken würde.¹¹⁸⁹

Zur Absicherung der Pönalen muss der Bieter vor der Auktion eine Sicherheitsleistung hinterlegen.¹¹⁹⁰ Anders als in Brasilien kann die Sicherheit in Deutschland nicht eigenständig einbehalten werden. Sie dient ausschließlich der Absicherung der Pönale nach § 55 EEG 2017.¹¹⁹¹ Für Windkraftanlagen an Land beläuft sich die Sicherheitsleistung auf 30 € pro Kilowatt zu installierender Leistung.¹¹⁹² Sie kann als Bankbürgschaft auf erstes Anfordern oder in Geld hinterlegt werden.¹¹⁹³

Bei den ersten drei Ausschreibungen für Windkraftanlagen an Land galten zudem Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften, die Gebote vor der Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung abgegeben haben.¹¹⁹⁴ Die Frist bis zur Verspätungs- und Entwertungspönale wurde um 24 Monate verlängert. Die Entwertungspönale wurde für Verspätungen im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens ebenso wie die zu hinterlegende Sicherheit auf 15 € pro kW zu installierender Leistung reduziert.¹¹⁹⁵

¹¹⁸⁷ § 36e Abs. 2 S. 2 EEG 2017.

¹¹⁸⁸ von Oppen/Schmeichel, in: Greb/Boewe, EEG, § 55 Rn. 15.

¹¹⁸⁹ Der Wortlaut der Verspätungspönale (§ 55 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017) knüpft an den Zeitpunkt der Inbetriebnahme und nicht an das Erlöschen des Zuschlags an. Als Rechtsfolge der Verlängerung sieht § 36e Abs. 2 EEG 2017 jedoch nur das Nichterlöschen des Zuschlags vor. Daher könnte man annehmen, dass die Verlängerung nach § 36e Abs. 2 EEG 2017 keine Auswirkung auf die Verspätungspönale hat. Laut Gesetzesbegründung ist es jedoch der Zweck der Norm, die negativen Auswirkungen von Klagen mit geringen Erfolgchancen zu begrenzen, siehe :BT-Drs. 18/8860, S. 212. Da bereits ab dem fünften Monat nach Fristablauf die Verspätungs- und Entwertungspönale gleich hoch sind, hätte der Projektentwickler keinen Vorteil von der Verlängerung, wenn nicht innerhalb von fünf Monaten über den Rechtsbehelf entschieden wird. Die Verfahrensdauer wird aber in der Regel die fünf Monate überschreiten. Damit würde die Verlängerung hinsichtlich der Pönale leer laufen. Folglich sollte die Verlängerung auch auf die Verspätungspönale Anwendung finden. So ist ohne Angaben von Gründen wohl auch von Oppen/Schmeichel, in: Greb/Boewe, EEG, § 55 Rn. 38 zu verstehen. Allein mit dem Hinweis es handele sich um eine starre Frist findet sich die Gegenansicht bei *Herms/Leutritz/Richter*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, § 55 Rn. 11.

¹¹⁹⁰ § 31 Abs. 1 EEG 2017.

¹¹⁹¹ § 55 Abs. 7 EEG 2017.

¹¹⁹² § 36a EEG 2017.

¹¹⁹³ § 36 Abs. 3 EEG 2017.

¹¹⁹⁴ § 55 Abs. 2 EEG 2017.

¹¹⁹⁵ Siehe hierzu im Einzelnen: *Herms/Leutritz/Richter*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, § 55 Rn. 15 f.

II. Übertragbare Erkenntnisse zur Verhinderung von Verspätungen

1. Generelle Verhinderung von Verspätungen

In Brasilien sehen die Ausschreibungsbedingungen wesentlich mehr Möglichkeiten zur Sanktionierung von Verspätungen vor als das EEG 2017 (siehe Tabelle 9 auf S. 298). Bei einer Verspätung wird automatisch eine verschuldensunabhängige Ersatzpflicht bzw. eine Vertragsstrafe der Projektentwickler gegenüber den Stromversorgungsunternehmen fällig.¹¹⁹⁶ Zudem sind die eigenständige Einbehaltung der Sicherheitsleistungen sowie die Verhängung eines verschuldensabhängigen Bußgeldes von bis zu 10 % der Investitionssumme vorgesehen. Im Ergebnis kommt jedoch aufgrund eines massiven Vollzugsdefizits nur die Ersatzpflicht zum Einsatz.¹¹⁹⁷

Diese ähnelt in mancher Hinsicht der Pönale nach § 55 EEG 2017 und es lassen sich verschiedene Erkenntnisse aus den brasilianischen Praxiserfahrungen ableiten. Die Zahlungspflicht entsteht bei beiden Mechanismen unabhängig vom Verschulden des Bieters automatisch durch den Umstand des Fristablaufs. Es sind keine vorausgehende Verwaltungsentscheidung oder andere menschliche Willensbetätigungen erforderlich.

Bei der Pönale nach § 55 EEG 2017 stellt sich die Frage, ob die automatisierte Funktionsweise praxistauglich ist.¹¹⁹⁸ Wie oben erörtert,¹¹⁹⁹ besteht der Unterschied der Pönale zum Bußgeld darin, dass keine Behörde tätig werden muss, um die Pönale zu verhängen. Die Pönale wird vielmehr – vergleichbar mit einer Vertragsstrafe – von einer Privatperson eingefordert und gegebenenfalls gerichtlich durchgesetzt. Es stellt sich die Frage, ob eine automatisierte und von Privatpersonen durchzusetzende Sanktion für die verspätete Inbetriebnahme von bezuschlagten Anlagen effektiv funktioniert. Es wäre denkbar, dass die Effektivität leidet, wenn entweder auf Tatbestands- oder Rechtsfolgenseite Rechtsunsicherheiten bestehen, die die begünstigte Privatperson von der Durchsetzung ihres Anspruchs abhalten.

¹¹⁹⁶ Auktionsgegenstand in Brasilien sind langfristige Stromlieferverträge mit den Stromversorgungsunternehmen (siehe zur Ausnahme der Reserveenergieauktion unter § 7A.II.1 auf S. 34). Eine solche Ersatzpflicht besteht im deutschen Auktionsmodell aufgrund des unterschiedlichen normativen Kontextes nicht. Denn im Rahmen der EEG-Förderung gehen die bezuschlagten Projektierer keine Lieferverpflichtung gegenüber Dritten ein. Sie verpflichten sich lediglich dazu, die Anlage zu errichten und in Betrieb zu nehmen. Der Anreiz, die Anlage nach Inbetriebnahme weiterhin zu betreiben, besteht im betreibereigenen Interesse, durch die Veräußerung im Rahmen der Direktvermarktung sowie durch die Marktprämie Einnahmen zu generieren, um die anfänglichen Investitionskosten zu decken.

¹¹⁹⁷ Siehe Tabelle 9 auf S. 301.

¹¹⁹⁸ Die Praxistauglichkeit grundsätzlich bejahend, *Salje*, EEG, § 55 Rn. 9.

¹¹⁹⁹ Siehe § 19D.I auf S. 288 f.

Die brasilianische Erfahrung zeigt, dass ein solcher Mechanismus praxistauglich sein kann. Denn die automatisierte Ersatzpflicht sowie die Vertragsstrafe sind in Brasilien die einzig effektiven Sanktionen zur Verhinderung von Verspätungen.¹²⁰⁰ Dabei wurden die Regelungen sowohl in Brasilien als auch in Deutschland ohne Beurteilungs- bzw. Ermessensspielräume ausgestaltet.¹²⁰¹

Daraus lässt sich schließen, dass sofern die Sanktion verschuldensunabhängig ausgestaltet ist, die verspätete Inbetriebnahme von Kraftwerken einen ausreichend eindeutigen Tatbestand darstellt. Das brasilianische Modell zeigt zudem, dass die Automatisierung durch die Möglichkeit zur Verlängerung der Realisierungsfrist durchbrochen werden kann, um bestimmte Fallkonstellationen von der Sanktionierung auszunehmen.

Die Angemessenheit der Höhe der Sanktion lässt sich anhand der brasilianischen Erfahrung kaum beurteilen. Denn die tatsächliche Höhe der Zahlungspflicht hängt dort von der allgemeinen Strompreisentwicklung ab, die wiederum im Wesentlichen von den Niederschlagsverhältnissen bestimmt wird. Damit wird die Höhe der Sanktion von Umständen bedingt, die unabhängig von der Verspätung sind. Dieses Modell geht aus dem spezifischen normativen Kontext der brasilianischen Strommarktregulierung hervor. Es birgt die Gefahr von unangemessen hohen Risikoaufschlägen und sollte nicht übernommen werden.¹²⁰²

Aus dem Vollzugsdefizit beim Bußgeld lässt sich ebenfalls wenig für das deutsche Auktionsmodell lernen. Denn dieses geht auf die fehlenden Kapazitäten der brasilianischen Stromregulierungsbehörde zurück.¹²⁰³ Daraus ergibt sich nicht, dass es strukturell nicht möglich ist, Bußgelder für Verspätungen zu verhängen. Es zeigt sich daran aber zumindest, dass insbesondere bei der Verhinderung von Verspätungen darauf geachtet werden sollte, dass der Verwaltungsaufwand und die Transaktionskosten für den Projektentwickler in einem angemessenen Verhältnis zur Funktion der Maßnahme stehen. Insofern stellt die automatische Ausgestaltung von Strafzahlungen eine zweckmäßige Alternative dar.

Die fehlende Durchsetzbarkeit der Sicherheitsleistungen ist ebenfalls ein brasilien-spezifisches Problem. Sie geht auf einen Widerspruch der untergesetzlichen

¹²⁰⁰ Siehe § 18C.IV.2 auf S. 243 ff.

¹²⁰¹ Dieser Maßstab wird auch bei vollständig automatisierten Verwaltungsakten nach § 35a VwVfG angewandt, die ebenfalls keine menschliche Willensbeteiligung erfordern, siehe *Stelkens*, in: *Stelkens/Bonk/Sachs*, VwVfG, § 35a Rn. 40 ff.; *Ramsauer*, in: *Kopp/Ramsauer VwVfG*, § 35a Rn. 14 f.

¹²⁰² Siehe zu den Nachteilen des brasilianischen Mechanismus unter § 18C.IV.2.a) auf S. 246.

¹²⁰³ Siehe § 18C.IV.3.a) auf S. 246.

Ausschreibungsbedingungen zum brasilianischen Versicherungsrecht zurück.¹²⁰⁴ Hinter diesem Widerspruch stehen jedoch keine grundsätzlichen Wertungswidersprüche, die bei der Ausgestaltung der Sicherheitsleistung zu berücksichtigen wären. Denn die Einbehaltung der Sicherheitsleistung spielt sich in Brasilien in einem Vierpersonenverhältnis ab.¹²⁰⁵ Das brasilianische Versicherungsrecht sieht aber hierfür nur ein Dreipersonenverhältnis vor. Bisher ist es schlicht nicht gelungen, diesen Widerspruch in einem dafür erforderlichen Gesetzgebungsverfahren aufzulösen.

2. Verhinderung von Verspätungen aufgrund des fehlenden Netzanschlusses

Ein Spezialproblem sind die netzanschlussbedingten Verspätungen. Sie haben in Brasilien einen Großteil der Fristverletzungen verursacht.¹²⁰⁶ Die Probleme mit dem Netzanschluss gehen darauf zurück, dass sich viele der besten Windstandorte in großer Entfernung zu den bestehenden Übertragungsnetzlinien befinden.¹²⁰⁷ Oft ist es nicht gelungen, bis zum Ablauf der Realisierungsfrist der Windkraftanlagen das Netz entsprechend auszubauen und einen Netzanschluss herzustellen. Die Verspätungen konnten erheblich reduziert werden, indem den Anlagenbetreibern das finanzielle Risiko für den fehlenden Netzanschluss übertragen wurde.¹²⁰⁸ In der Folge dieser Haftungsübertragung haben die Bieter die Standortauswahl von der Möglichkeit zum schnellen Netzanschluss abhängig gemacht. Zum einen ist jedoch nicht gewährleistet, dass dieser Effekt langfristig anhält und zum anderen hatte die Maßnahme negativen Einfluss auf die Auktionspreise.¹²⁰⁹

Anders als in Brasilien gibt es in Deutschland keine großräumigen Gebiete, die infrastrukturell noch nicht erschlossen sind. Wie die Regelungen zum Netzausbaugebiet zeigen, sind aber auch in Deutschland keine unbegrenzten Übertragungskapazitäten von Nord- nach Süddeutschland vorhanden.¹²¹⁰ Sollte es aufgrund dieser Netzengpässe nicht möglich sein, alle Windkraftanlagen in Norddeutschland rechtzeitig ans Netz anzuschließen, kann es ebenfalls zu Verspätun-

¹²⁰⁴ Siehe § 18C.IV.3.b) auf S. 247.

¹²⁰⁵ Siehe näher zu dieser Problematik unter § 18C.IV.3.b) auf S. 248.

¹²⁰⁶ Siehe § 18D.II.2.a) ab S. 254.

¹²⁰⁷ Siehe § 18D.II.2.a) ab S. 254.

¹²⁰⁸ Siehe § 18D.III.1 auf S. 259.

¹²⁰⁹ Siehe § 18D.III.1 auf S.261.

¹²¹⁰ Das Netzausbaugebiet gemäß § 36c EEG 2017 begrenzt den Umfang der möglichen Zuschläge in Norddeutschland. Damit sollen Engpässe bei der Übertragung des Windstroms von den windstarken Standorten in Norddeutschland zu den Verbrauchszentren in Süddeutschland verhindert werden. Siehe dazu unter § 14B.I.2.a)cc) auf S. 184.

gen kommen. Daraus würde sich eine ähnliche Problemstellung wie in Brasilien ergeben.

Bei Windkraftanlagen an Land sieht das Haftungsregime in Deutschland vor, dass die zuständigen Netzbetreiber den Anlagenbetreibern zu Schadensersatz verpflichtet sind, wenn sie ihrer Pflicht zur Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen nicht nachkommen und diese Pflichtverletzung zu vertreten haben.¹²¹¹ Die Pflicht der Netzbetreiber ist dabei darauf begrenzt, mit einem erforderlichen Netzausbau unverzüglich zu beginnen.¹²¹² Die Pflicht besteht also nicht darin, die Anlage bis zum Ablauf der Realisierungsfrist ans Netz anzuschließen. Zudem muss der Netzausbau nicht über das wirtschaftlich zumutbare Maß hinausgehen.¹²¹³ Liegen die Tatbestandsvoraussetzungen vor, ist Ausgleich durch Naturalrestitution zu leisten.¹²¹⁴ Der Einspeisewillige ist so zu stellen, als habe es die Pflichtverletzung nicht gegeben. Der Netzbetreiber übernimmt also die vollständige Haftung.

Die tatbestandlichen Einschränkungen führen jedoch zu schwierigen Abgrenzungsfragen hinsichtlich des Bestehens des Schadensersatzanspruchs. Denn es fehlt ein klarer Maßstab, ab wann die Anlagenbetreiber den Netzausbau verlangen können und somit auch, ab wann die Pflicht zum unverzüglichen Ausbau beginnt.¹²¹⁵ Laut der Gesetzesbegründung soll dies der Fall sein, wenn die Planung des Anlagenbetreibers einen gewissen Grad der Verbindlichkeit erlangt hat.¹²¹⁶ Dies sei beispielsweise der Fall, wenn Aufträge zu Detailplanung vergeben wurden.¹²¹⁷ Es ist jedoch im Einzelfall schwer abschätzbar, ab wann ein Vorhaben durch Detailplanungen hinreichend konkretisiert ist.¹²¹⁸

Auch beim Kriterium der wirtschaftlichen Zumutbarkeit ist dem Gesetz kein klarer Maßstab zu entnehmen. Die Gesetzesbegründung zur wortgleichen Vorläuferregelung¹²¹⁹ führt an, dass der Ausbau unzumutbar sei, wenn er 25 % der Errich-

¹²¹¹ § 13 Abs. 1 i.V.m. § 12 Abs. 1 EEG 2017. Die Netzbetreiber müssen den Nachweis des Nichtvertretenmüssens erbringen, siehe § 13 Abs. 1 S. 2 EEG 2017.

¹²¹² § 12 Abs. 1 S. 1 EEG 2017.

¹²¹³ § 12 Abs. 3 S. 1 EEG 2017.

¹²¹⁴ *Boemke*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, § 13 Rn. 24; *Salje*, EEG, § 13 Rn. 13.

¹²¹⁵ Unverzüglich bedeutet in analoger Anwendung des § 121 BGB, dass der Netzbetreiber der Verpflichtung ohne schuldhaftes Zögern nachzukommen hat, siehe *Salje*, EEG, § 12 Rn. 1; *Cosack*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, § 8 Rn. 105.

¹²¹⁶ BT-Drs. 16/8148, S. 45.

¹²¹⁷ Ohne die Angabe von weiteren Kriterien wird auch der Begriff der ausreichenden Planungsreife verwendet. Siehe hierzu: *König*, in: BerlKommEnR Bd. 6, § 12 EEG Rn. 46; *Salje*, EEG, § 12 Rn. 11.

¹²¹⁸ *Cosack*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, § 8 Rn. 123.

¹²¹⁹ § 4 Abs. 2 S. 2 EEG 2004.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

tungskosten der Stromerzeugungsanlage erreicht.¹²²⁰ Aber auch dieser Definitionsversuch lässt viele praktische Fragen offen und beseitigt die rechtliche Unsicherheit im Umgang mit dem Kriterium der wirtschaftlichen Zumutbarkeit nicht.¹²²¹ Es wird vermutet, dass diese Unklarheiten in der Zukunft zu einer großen Zahl an Schadensersatzprozessen führen werden, in denen diese Fragestellungen verhandelt werden müssen.¹²²² Bis dahin besteht an vielen Stellen Rechtsunsicherheit, wer für die Kosten eines verspäteten Netzanschlusses aufkommt.

Im Ergebnis wird das finanzielle Risiko für den Netzanschluss also zwischen den Netzbetreibern und den Anlagenbetreibern aufgeteilt. Im Normalfall tragen die Netzbetreiber das finanzielle Risiko. Es gibt jedoch mehrere tatbestandliche Einschränkungen, die die Netzbetreiber von ihrer Haftung freistellen. Wann diese Einschränkungen greifen ist für die Anlagenbetreiber im Einzelfall schwer vorherzusehen.

Die Erfahrungen in Brasilien haben gezeigt, dass diese Haftungsfragen großen Einfluss auf netzanschlussbedingte Verspätungen haben können. Sollte es in Zukunft zu Problemen mit dem Netzanschluss von Windkraftanlagen an Land kommen, ist es aufgrund der tatbestandlichen Unklarheiten allerdings schwer absehbar, welche Anreizwirkung das deutsche Haftungsregime entfalten wird. In jedem Fall besteht die Gefahr, dass es infolge der fehlenden Rechtssicherheit zu Risikoaufschlägen durch die Bieter kommt. Daher sollten diese Unklarheiten beseitigt werden.

Das Haftungsregime nach brasilianischem Vorbild zu ändern und den Bietern das volle Risiko für den Netzanschluss zu übertragen, ist gemäß den voranstehenden Analysen jedoch höchstens übergangsweise und als letztes mögliches Mittel zu empfehlen. Diese Dringlichkeit besteht in Deutschland bisher nicht. Für andere Länder, in denen der Netzausbau bereits jetzt eine der zentralen Herausforderungen darstellt, könnten die brasilianischen Erfahrungen jedoch von großem Interesse sein.¹²²³

Bei Offshore Windkraftanlagen in Deutschland stellt der rechtzeitige Netzanschluss ebenfalls eine Herausforderung dar.¹²²⁴ Anders als bei der Windkraft an Land ist der Ausbau aber ohnehin auf dafür ausgewiesene Flächen beschränkt.

¹²²⁰ BT-Drs. 15/2864, S. 34.

¹²²¹ Cosack, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, § 8 Rn. 118; Salje, EEG, § 12 Rn. 12. Siehe ausführlich zu den möglichen Kriterien für die Prüfung der Unzumutbarkeit im Einzelfall: König, in: BerlKommEnR Bd. 6, § 12 EEG Rn. 80 ff.

¹²²² Cosack, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG, § 8 Rn. 124.

¹²²³ Zu diesen Ländern gehören Ägypten, Argentinien, China, Mexiko und Pakistan, siehe: Global wind report 2017, 2018.

¹²²⁴ Siehe zu der Thematik ausführlich bei Riedle, Offshore-Haftungsregelungen, S. 41.

Es besteht also kein Bedarf, über ein Haftungsregime den Anreiz zu setzen, bestimmte Standorte zu meiden, bei denen es zu einem Problem mit dem Netzananschluss kommen könnte. Es soll vielmehr ein Anreiz geschaffen werden, dass die ausgewiesenen Flächen genutzt werden. Entsprechend dieser umgekehrten Interessenlage wurde das Haftungsregime ausgestaltet. Die Anlagenbetreiber haben einen verschuldensunabhängigen Schadensersatzanspruch gegen die Netzbetreiber.¹²²⁵ Diese wiederum können einen großen Teil der Kosten auf die Letztverbraucher abwälzen.¹²²⁶ Das zeigt, dass Haftungsfragen beim Netzausbau eine wesentliche Rolle spielen. Aufgrund der unterschiedlichen Interessenlage lassen sich jedoch keine Erkenntnisse aus den in Brasilien gemachten Erfahrungen auf das deutsche WindSeeG übertragen.

III. Übertragbare Erkenntnisse zur Verhinderung von Projektabbrüchen

Die Sanktionierung von Projektabbrüchen unterscheidet sich in Deutschland und Brasilien sowohl auf normativer als auch auf der Ebene des Verwaltungsvollzugs deutlich. Anders als in Deutschland werden in Brasilien Projektabbrüche deutlich härter sanktioniert als Verspätungen. Stellt die Behörde fest, dass nicht mehr mit der Realisierung einer Anlage zu rechnen ist, löst sie den Stromliefervertrag auf.¹²²⁷ Zudem verhängt sie ein Bußgeld von bis zu 10 % der Investitionssumme und in besonders schweren Fällen schließt sie den Projektentwickler von weiteren Vergabeverfahren aus. Zudem ist die Einbehaltung der Sicherheitsleistung als eigenständige verschuldensunabhängige Sanktion vorgesehen. Sie ist jedoch aus rechtlichen Gründen nur zur Absicherung von Bußgeldern durchsetzbar (siehe Tabelle 9 auf S. 298).

Mit dieser Systematik ist es in Brasilien gelungen, die Abbruchquote mit 11 % geringer zu halten, als vielfach erwartet wurde.¹²²⁸ Denn in den ersten Auktionen mit Beteiligung der Windkraft wurde sehr aggressiv geboten. Das führte zu der Befürchtung, dass viele Gebote unterhalb des Marktpreises abgegeben wurden und deshalb mit einer sehr hohen Abbruchquote zu rechnen sei. Innerhalb dieser Systematik hat insbesondere die Androhung des sich auf Mutter- und Tochterunter-

¹²²⁵ Siehe zu § 17e EnWG: *Riedle*, Offshore-Haftungsregelungen, S. 63 ff.

¹²²⁶ Siehe zu § 17f EnWG: *Riedle*, Offshore-Haftungsregelungen, S. 77 ff..

¹²²⁷ Die Auflösung des Stromliefervertrages entspricht funktional der Entwertung des Zuschlags nach § 35a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017. Denn in Brasilien ist der Stromliefervertrag der Auktionsgegenstand. Zudem hebt sich gleichzeitig die energierechtliche Genehmigung auf, siehe hierzu unter § 18C.IV.3.c) ab S. 249.

¹²²⁸ Siehe Fn. 1128.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

nehmen erstreckenden Ausschlusses von zukünftigen Vergabeverfahren große abschreckende Wirkung.¹²²⁹

Im Vergleich dazu sieht das EEG 2017 kaum negative Konsequenzen für Projektabbrüche vor (siehe Tabelle 9 auf S. 298). Der Bieter hat lediglich eine Pönale von 30 € pro kW zu entrichten und sein Zuschlag wird entwertet. Er kann jedoch direkt nach der Entwertung mit demselben Projekt erneut an einer Ausschreibung teilnehmen.¹²³⁰

Der Unterschied zwischen der Sanktionierung im brasilianischen und im deutschen Modell lässt sich sehr gut an dem Beispiel der abgebrochenen Projekte der Firma Bioenergy veranschaulichen. Diese hatte bei der Auktion Nr. 23 vom 14.12.2012 durch ein sehr aggressives Bietverhalten den Großteil der Zuschläge erhalten. Zu ihren Gebotspreisen war es zu dem Zeitpunkt jedoch nicht möglich, kostendeckend Windkraftanlagen zu errichten und zu betreiben.¹²³¹ Es wird vermutet, dass Bioenergy die Zuschläge nur erhalten wollte, um sie anschließend gewinnbringend weiter zu veräußern. Dieses spekulative Geschäftsmodell ist nicht aufgegangen. Im Ergebnis ist keines der Projekte umgesetzt worden. Um solche Fälle in Zukunft zu verhindern, hat die zuständige brasilianische Behörde die rechtlich möglichen Sanktionsmechanismen voll ausgeschöpft. Sie hat die energierechtliche Genehmigung für die Anlagen aufgehoben,¹²³² ein Bußgeld von 10 % der Investitionssumme verhängt und die Firma Bioenergy für zwei Jahre von allen Vergabeverfahren im Stromsektor ausgeschlossen.¹²³³ Für die Anlage „VENTOS DO NORTE 1“, die eine Kapazität von 28,8 MW hat, entspricht das einem Bußgeld von ca. 2.250.000,00 €. ¹²³⁴ Der Projektabbruch einer Windkraftanlage mit der gleichen Leistung würde demgegenüber in Deutschland lediglich zu einer Pönale von 864.000,00 € führen. Prüft man den Fall des Unternehmens Bioenergy unter Anwendung der EEG-Sanktionen weiter, käme zudem ein Ausschluss von weiteren EEG-Ausschreibungen gemäß § 34 Nr. 2 EEG 2017 in Betracht. Denn Bioenergy war auch schon in vorangegangenen Auktionen für Projektabbrüche verantwortlich. Der Ausschluss würde jedoch daran scheitern, dass das Unternehmen jeweils mit verschiedenen Tochtergesellschaften an den Auktionen

¹²²⁹ Siehe § 18C.IV.3.d) ab S. 250.

¹²³⁰ § 36d EEG 2017.

¹²³¹ Siehe § 18E.II auf S. 276.

¹²³² Verwaltungsentscheidung ANEEL N° 5.749/2016.

¹²³³ Verwaltungsentscheidung ANEEL vom 05.04.2015, Aktenzeichen 48500.002981/2015-18.

¹²³⁴ Die Investitionssumme der Anlage ergibt sich aus der hinterlegten Sicherheitsleistung. Diese ist unter dem Aktenzeichen 48500.002981/2015-18 in der Datenbank der ANEEL einsehbar. Es wurde der Wechselkurs des Tages der Verhängung des Bußgeldes herangezogen.

teilgenommen hat.¹²³⁵ Bioenergy könnte folglich 30 Monate nach der Bezuschlagung mit demselben Projekt und einem etwas weniger aggressiven Bietverhalten erneut teilnehmen. Im Vergleich zu Brasilien besteht in Deutschland folglich nur ein geringes finanzielles Risiko, ein Projekt nicht umzusetzen.

Bei Bürgerenergiegesellschaften ist der Anreiz, Projektabbrüche zu vermeiden, sogar noch wesentlich kleiner. Aufgrund der im Wesentlichen auf ein Windgutachten reduzierten Präqualifikationsvoraussetzungen entstehen kaum versunkene Kosten. Zudem beträgt die Entwertungspönale nur 15 € statt 30 €.

Das deutsche Modell verfolgt also einen grundsätzlich anderen Ansatz als das brasilianische. Anstatt schwere Sanktionen zu verhängen, ermöglicht es den Bietern, nach einer relativ kurzen Zeit wieder an den Ausschreibungen teilzunehmen. Dadurch werden weder Projektstandorte noch Projektentwickler von zukünftigen Ausschreibungen ausgeschlossen. Das ist vorteilhaft für das Konkurrenzniveau der Ausschreibungen. Allerdings werden die automatisch entwerteten Zuschläge nach der Systematik des EEG 2017 nicht dem Ausschreibungsvolumen zukünftiger Ausschreibungen hinzugefügt. Deshalb führt jede Entwertung von Zuschlägen zwangsläufig zum Verfehlen der Ausbauziele.

Bisher gibt es keine Praxiserfahrungen, wie sich diese vergleichsweise zurückhaltende Pönalisierung von Projektabbrüchen auf die Realisierungsquote auswirkt. Die erste Frist zur Entwertung von Zuschlägen läuft am 26.11.2019 ab.¹²³⁶ Da bei den ersten drei Auktionen jedoch über 90 % der bezuschlagten Leistung eine verlängerte Realisierungsfrist hatten, werden erst deutlich später belastbare Aussagen zur Realisierungsquote von Windkraftanlagen an Land möglich sein.¹²³⁷

¹²³⁵ Bei der Auktion Nr. 22 nahm sie als „Marcos dos Ventos 1 Geradora Eólica S.A.“ und bei der Auktion Nr. 23 als „Bioenergy Geradora de Energia S.A.“ teil.

¹²³⁶ Die Zuschläge wurden am 26.05.2017 veröffentlicht, siehe BNetzA, Gebotstermin 1. Mai 2017, 19.05.2017,

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2017/Gebotstermin_01_05_2017/Gebotstermin_01_05_17_node.html, (letzter Abruf: 19.06.2019).

¹²³⁷ Siehe zur verlängerten Realisierungsfrist für Bürgerenergiegesellschaften unter § 19A ab S. 282. Eine aussagekräftige Einschätzung der Realisierungsquote wird frühestens Ende August 2020 möglich sein, wenn für die Ausschreibung vom Februar 2018 die 30-monatige Realisierungsfrist abgelaufen ist. Bei dieser Ausschreibung gab es keine verlängerte Realisierungsfrist für Bürgerenergiegesellschaften, siehe § 104 Abs. 8 EEG 2017.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

Tabelle 9 – Sanktionen bei Verspätungen und Projektabbrüchen bei Windkraft an Land im brasilianischen und deutschen Auktionsdesign. Quelle: Eigene Auswertung der Gesetzeslage und der brasilianischen Verwaltungspraxis.

	Brasilien		Deutschland	
	Verspätung	Abbruch	Verspätung	Abbruch
Vertragliche Verpflichtung zur Nachlieferung	Ja	Ja	Nein	Nein
Bußgeld / Pönale	Ja (0,001 % bis 10 % der Investitionssumme)	Ja (0,001 % bis 10 % der Investitionssumme)	Ja (10 € bis 30 € pro kW)	Ja (30 € pro kW)
	Verwaltungspraxis: Wird nicht angewendet			
Einbehaltung der Sicherheitsleistung	Ja (5 % der Investitionssumme; Einbehaltung unabhängig vom Bußgeld)	Ja (5 % der Investitionssumme; Einbehaltung unabhängig vom Bußgeld)	Ja (30 € pro kW zu installierende Leistung; Einbehaltung nur zur Absicherung der Pönale)	Ja (30 € pro kW zu installierende Leistung; Einbehaltung nur zur Absicherung der Pönale)
	Verwaltungspraxis: Nicht durchsetzbar	Verwaltungspraxis: Nicht durchsetzbar		
Verringerung Vergütung	Nein		Nein ¹²³⁸	
Auflösung des Vertrages bzw. Entwertung des Zuschlages	Ja (12 Monate nach Fristablauf)	Ja	Ja (6 Monate nach Fristablauf)	Ja
	Verwaltungspraxis: Wird nicht angewendet			
Ausschluss von weiteren Vergabeverfahren	Nein	Ja (weiter persönlicher Anwendungsbereich)	Nein	Ja (enger persönlicher Anwendungsbereich)

Es wird allerdings befürchtet, dass die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften zu einer hohen Zahl an Verspätungen und Projektabbrüchen führen. Zum einen können diese in einer frühen Planungsphase an den Ausschreibungen teilnehmen, wodurch Unsicherheiten bezüglich der zu erwartenden Realisierungsquote hervorgerufen werden.¹²³⁹ Denn es sei nicht davon auszugehen, dass alle Projekte wie geplant genehmigt werden.¹²⁴⁰ Zum anderen haben die Bürger-

¹²³⁸ Eine solche ist nach § 54 EEG 2017 nur für Solaranlagen vorgesehen.

¹²³⁹ BMWi, EEG-Erfahrungsbericht, 2018, S. 14; *Jashari*, et al., ifo Schnelldienst 71 (2018), 60, 66.

¹²⁴⁰ *Maslato*n geht davon aus, dass etwa 70 % bis 80 % der Projekte in der geplanten Form umgesetzt werden können. Die Genehmigungsfähigkeit der bezuschlagten Bürgerenergieprojekt sei noch völlig offen, siehe: *Maslato*n, Windkraftausbau droht 2019 ein Einbruch, 01.07.2017,

energiegesellschaften einen Anreiz, ihre 54-monatige Realisierungsfrist so weit wie möglich auszureizen und den Genehmigungsantrag möglichst spät zu stellen.¹²⁴¹ Dadurch können sie die zu erwartenden Kosten- und Ertragsvorteile durch den voranschreitenden technologischen Fortschritt voll ausschöpfen.¹²⁴² In Folge dessen bleibt das Genehmigungsrisiko jedoch bis kurz vor Fristablauf bestehen. Stellt sich dann heraus, dass die Anlage in der beantragten Form nicht genehmigungsfähig ist, bleibt kaum Zeit noch vor der automatischen Aufhebung des Zuschlags eine Genehmigung zu erhalten.¹²⁴³

Zudem kann die hohe Zahl an Klagen gegen die immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen bezuschlagter Vorhaben zu Projektabbrüchen führen.¹²⁴⁴ Denn werden Projekte nicht innerhalb von 30 Monaten seit Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen, werden ihre Zuschläge automatisch entwertet.¹²⁴⁵ Zudem wird die dadurch verloren gegangene Leistung nicht dem Ausschreibungsvolumen zukünftiger Ausschreibungen aufgeschlagen. Daher können Klagen, die die Projektrealisierung erheblich verzögern, dazu führen, dass weniger Leistung gefördert wird, als ursprünglich bezuschlagt wurde.

Es ist also nicht auszuschließen, dass auch in Deutschland in relevantem Maß Projektabbrüche auftreten. Das gilt insbesondere, falls das Moratorium für die Bürgerenergiegesellschaften aufgehoben wird. Sollte sich abzeichnen, dass Projektabbrüche zu einem Problem bei den EEG-Ausschreibungen werden, sind die diesbezüglichen Regelungen kritisch zu hinterfragen. In jedem Fall sollte zur Erreichung der Ausbauziele die aufgrund der automatischen Entwertung nicht realisierte Leistung dem Ausschreibungsvolumen der nächsten Ausschreibungsrunden aufgeschlagen werden.

Des Weiteren könnte es erforderlich sein, die Sanktionen für Projektabbrüche zu verschärfen. Dazu könnte ein verschuldensabhängiges Bußgeld eingeführt wer-

<https://www.tagesspiegel.de/politik/energiewende-windkraftausbau-droht-2019-einbruch/20006782.html>, (letzter Abruf: 02.09.2019).

¹²⁴¹ BMWi, EEG-Erfahrungsbericht, 2018, S. 14.

¹²⁴² BMWi, EEG-Erfahrungsbericht, 2018, S. 14.

¹²⁴³ Die automatische Aufhebung des Zuschlags erfolgt 6 Monate nach der 54-monatigen Umsetzungsfrist, siehe § 36g Abs. 3 S. 1 i.V.m. § 36e Abs. 1 S. 1 EEG 2017.

¹²⁴⁴ Die Fachagentur Windkraft an Land geht davon aus, dass im Dezember 2018 mindestens 750 MW Leistung von Klagen betroffen waren, siehe *Quentin*, Ausbausituation Windenergie, 2019, S. 6.

¹²⁴⁵ Siehe zur automatischen Entwertung der Zuschläge nach § 36e Abs. 1 S. 1 EEG 2017 sowie zu der Möglichkeit der Fristverlängerung, die nur bei Anordnung der sofortigen Vollziehbarkeit der Genehmigung möglich ist, unter § 19D.I auf S. 289 f. Siehe zudem zur Diskussion um den Mindestabstand zu Wohnbebauung: *Plappert et al.*, Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen, 2019; *Haidas*, jurisPR-ÖffBauR 8/2019 - Anm. 1 sowie zu weiteren Gesichtspunkten betreffend die Genehmigungsfähigkeit von Windkraftanlagen bei: *Albrecht/Zschiegner*, UPR 2019, 90; *Diekmann*, UPR 2019, 438; *Schwarzenberg/Ruß*, ZUR 2016, 278.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

den, das spekulatives Bietverhalten bestraft und in seiner Rechtsfolge über die Entwertungspönale hinausgeht.¹²⁴⁶ Zudem könnten die Voraussetzungen für den Ausschluss von Bietern so ausgestaltet werden, dass sie eine größere abschreckende Wirkung entfalten als die aktuelle Fassung des § 34 Nr. 2 EEG 2017. In Brasilien wurden mit dieser Sanktion gute Erfahrungen gemacht.¹²⁴⁷ Voraussetzung für die Wirksamkeit der Sanktion ist, dass Projektentwickler mehrfach an den Auktionen teilnehmen wollen. Davon ist sowohl in Brasilien als auch in Deutschland auszugehen.¹²⁴⁸ Zudem hat sich in Brasilien gezeigt, dass es wichtig ist, den Ausschluss auch auf die Mutter- und Tochterunternehmen des Bieters zu erstrecken.¹²⁴⁹ Die Sanktion kann sonst durch die Gründung neuer Gesellschaften umgangen werden. Es ist sowohl in Brasilien als auch in Deutschland bereits übliche Praxis, für die Teilnahme an den Ausschreibungen projektspezifische Gesellschaften zu gründen.¹²⁵⁰

Der Ausschluss von zukünftigen Ausschreibungen als Sanktion für Projektabbrüche hat gegenüber Bußgeldern den Vorteil, dass keine Sicherheitsleistungen erforderlich sind. Das senkt die Transaktionskosten und erleichtert den Markteintritt für kleinere, weniger finanzkräftige Akteure. Da sie jedoch nur bei Unternehmen wirkt, die die Absicht haben, erneut an Ausschreibungen teilzunehmen, sollte sie die Verhängung von Bußgeldern nicht vollständig ersetzen. Zudem könnte ein Nachteil darin gesehen werden, dass durch den Ausschluss das Wettbewerbsniveau zukünftiger Ausschreibungen verringert wird. Da der Ausschluss jedoch in erster Linie zur Verhinderung von unseriösem Bietverhalten dient, dürften die Anwendungsfälle überschaubar und die Auswirkungen auf das Wettbewerbsniveau folglich gering sein. Zudem tragen Bieter, die sich mit spekulativen Geboten an den Ausschreibungen beteiligen, ohnehin nicht zur gewünschten Preisfindung bei.

¹²⁴⁶ Seit dem Urteil des EuGH, das die EEG-Förderung nicht als Beihilfe einordnet, da die Fördermittel nicht unter ständiger staatlicher Kontrolle stehen, ist es nicht mehr erforderlich, Bußgelder bzw. Pönale als nicht-staatlich Instrumente auszugestalten, siehe dazu unter § 13A.II auf S. 151.

¹²⁴⁷ Siehe unter § 18C.IV.3.d) ab S. 250.

¹²⁴⁸ Die Auswertung der Unternehmensverflechtung der ersten drei EEG-Ausschreibungen für Windkraft an Land hat gezeigt, dass es einige wenige Projektentwickler gibt, die hinter einer Vielzahl der Gebote stehen. Von den 198 Zuschlägen in diesen drei Ausschreibungen gingen allein 65 auf einen Projektentwickler zurück, siehe: BMWi, EEG-Erfahrungsbericht, 2018, S. 14. Siehe zu Brasilien unter § 18D.II.2.g) auf S. 263.

¹²⁴⁹ Eine solche Erstreckung auch für das EEG als wünschenswert bezeichnet: *Salje*, EEG, § 34 Rn. 18.

¹²⁵⁰ Aus den auf den Anlagenstandort bezogenen Firmierungen der bezuschlagten Bieter ergibt sich, dass projektbezogene Gesellschaften gegründet wurden, um an den Ausschreibungen teilzunehmen. Siehe dazu die Veröffentlichung der BNetzA zu den bezuschlagten Bietern, BNetzA, Beendete Ausschreibungen, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html, (letzter Abruf: 19.06.2019).

Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass in Brasilien wesentlich härtere Sanktionen für von Projektentwicklern verschuldete Projektabbrüche verhängt werden. Das hat entgegen der geäußerten Befürchtungen dazu geführt, dass fast 90 % der bezuschlagten Kapazität realisiert wurde. Sollte sich zeigen, dass es in Deutschland in relevantem Maße zu Projektabbrüchen kommt, könnte sich der Gesetzgeber an den brasilianischen Erfahrungen orientieren. Eine Kombination aus verschuldensabhängigem Bußgeld und Ausschluss von zukünftigen Vergabeverfahren hat sich dort als zweckmäßig erwiesen. Es sind keine kontextuellen Unterschiede zu erkennen, die der Wirksamkeit dieser Sanktionen in Deutschland entgegenstehen würden.

Ergebnisse der Arbeit

§ 20 Zusammenfassung der Ergebnisse

1. Teil: Die Funktion der untersuchten Auktionen in der brasilianischen und deutschen Strommarktregulierung

Auktions- und Ausschreibungsmodelle¹²⁵¹ sind ein geeignetes Instrument zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.¹²⁵² Der Vorteil eines Ausschreibungsmodells gegenüber einer fixen Einspeisevergütung liegt in der marktbasierter Ermittlung der angemessenen Förderhöhe sowie in der exakten Steuerung des Kapazitätsausbaus.¹²⁵³ Diese Vorteile kommen nur zur Geltung, wenn zwei Funktionsbedingungen erfüllt sind: Die Anzahl der Auktionsteilnehmer muss ausreichen, um Wettbewerbsdruck zu erzeugen und es muss eine hohe Realisierungsquote der bezuschlagten Anlagen erreicht werden.¹²⁵⁴ Zudem bergen Auktionsmodelle die Gefahr eines einseitigen Ausbaus der Kraftwerkskapazitäten. Das gilt hinsichtlich des Technologiemic, der Standortauswahl sowie der Akteursvielfalt. Auf alle drei Aspekte kann jedoch im Rahmen des Auktionsdesigns Einfluss genommen werden.¹²⁵⁵

Der brasilianische Strommarkt ist ein Energy-only Markt, auf dem ca. 70 % des Stroms auf staatlich organisierten Stromauktionen gehandelt wird.¹²⁵⁶ An den Stromauktionen nehmen sowohl konventionelle Kraftwerke als auch Erneuerbare-Energien-Anlagen teil. Gegenstand der Stromauktionen sind langfristige Lieferverträge zwischen Stromerzeugern und Stromversorgungsunternehmen. Die Förderung der erneuerbaren Energien erfolgt durch die Zuweisung eigener zu versteigernder Kapazitäten innerhalb dieses Auktionsmodells.

In Deutschland handelt es sich ebenfalls um einen Energy-only Markt.¹²⁵⁷ Der Stromhandel ist anders als in Brasilien jedoch keiner strengen staatlichen Regulierung unterworfen. Er findet entweder an der Strombörse oder auf dem OTC-Markt¹²⁵⁸ statt. Die Förderung der erneuerbaren Energien erfolgt im Rahmen der

¹²⁵¹ Siehe zur Verwendung der Begriffe Auktion und Ausschreibung unter § 5 auf S. 14 f.

¹²⁵² Siehe § 5 die Fn. 63.

¹²⁵³ Siehe § 5 auf S. 13.

¹²⁵⁴ Siehe § 5 auf S. 13.

¹²⁵⁵ Siehe zur Steuerung des Technologiemic § 10A auf S. 52 ff., zur Standortauswahl § 7B.III auf S. 42 und zur Akteursvielfalt: § 7B.II auf S. 41 f.

¹²⁵⁶ Siehe § 6A.II auf S. 19 ff.

¹²⁵⁷ Siehe § 6B auf S. 29 ff.

¹²⁵⁸ OTC-Markt steht für Over-the-Counter-Markt und bezeichnet das außerbörsliche Marktsegment.

EEG-Ausschreibungen. Dort werden Fördermittel ausgeschrieben, die zusätzlich zur Veräußerung des Stroms am freien Markt ausgezahlt werden.

Die Gegenüberstellung der beiden Auktionsmodelle zeigt, dass sie trotz konzeptioneller Unterschiede der Strommärkte vergleichbare Funktionen unter vergleichbaren Bedingungen erfüllen.¹²⁵⁹ Die mit der Ausgestaltung der einzelnen Elemente des Auktionsdesigns verfolgten Zielsetzungen überschneiden sich insbesondere bei den Thematiken der Technologieoffenheit und der Gewährleistung einer hohen Realisierungsquote.¹²⁶⁰

2. Teil: Technologieoffenheit

I. Begriffsverwendung, Ziele und Zielkonflikte technologieoffener

Auktionen

Der Begriff der technologieoffenen Auktion bzw. Ausschreibung¹²⁶¹ wird weder in der juristischen noch in der nichtjuristischen Literatur einheitlich verwendet.¹²⁶² In der deutschen Rechtswissenschaft werden Auktionen schon dann als technologieoffen bezeichnet, wenn mehr als eine Technologie zur Auktion zugelassen ist. Zur Erreichung einer optimalen Trennschärfe müsste begrifflich jedoch zwischen vollständig technologieoffenen Auktionen (alle Technologien konkurrieren frei miteinander), beschränkt technologieoffenen Auktionen (mehrere Technologien konkurrieren miteinander) und technologiespezifischen Auktionen (nur eine Technologie ist zugelassen) unterschieden werden.¹²⁶³ Da weder das deutsche noch das brasilianische Modell vollständig technologieoffene Auktionen vorsehen, besteht für den vorliegenden Rechtsvergleich jedoch keine Notwendigkeit von der üblichen Begriffsverwendung in der deutschen Rechtswissenschaft abzuweichen.¹²⁶⁴

Der technologieübergreifende Wettbewerb bei technologieoffenen Auktionen führt zumindest kurzfristig zu niedrigeren Auktionspreisen als bei technologiespezifischer Ausgestaltung.¹²⁶⁵ Mit technologieoffenen Auktionen sind jedoch mehrere Zielkonflikte verbunden. Sie können dazu führen, dass Technologien mit langfristigem Kostensenkungspotenzial der Marktzutritt verwehrt bleibt.¹²⁶⁶ Zudem be-

¹²⁵⁹ Siehe § 8A auf S. 44 ff.

¹²⁶⁰ Siehe § 8B auf S. 46 f.

¹²⁶¹ Siehe zur synonymen Verwendung der Begriffe Auktion und Ausschreibung im Rahmen dieser Arbeit siehe § 5 auf S. 14 f.

¹²⁶² Siehe § 10B.II auf S. 54 ff.

¹²⁶³ Siehe § 10B.I auf S. 53 f.

¹²⁶⁴ Siehe § 10B.III auf S. 56 f.

¹²⁶⁵ Siehe § 11A auf S. 58 ff.

¹²⁶⁶ Siehe § 11B auf S. 62 ff.

steht mangels staatlicher Steuerung die Gefahr eines unausgewogenen Technologiemix und somit steigender Systemintegrationskosten.¹²⁶⁷

Bei der Ausgestaltung des Auktionsdesigns handelt es sich nicht um eine binäre Entscheidung für oder gegen eine technologieoffene Versteigerungsform.¹²⁶⁸

Mischformen sind möglich. Zudem können verschiedene Elemente ins Auktionsdesign aufgenommen werden, die eine staatliche Steuerung auch bei technologieoffenen Auktionen ermöglichen. Es ist ein den jeweiligen Zielsetzungen entsprechender Kompromiss zwischen staatlicher und marktbasierter Steuerung des Kapazitätsausbaus zu erreichen.

II. Analyse der brasilianischen Stromauktionen

Die brasilianischen Auktionen weisen eine innovative Grundstruktur auf, die sich flexibel als vollständig technologieoffen, beschränkt technologieoffen oder technologiespezifisch ausgestalten lässt.¹²⁶⁹ Das Auktionsvolumen wird anhand eines mathematischen Verteilungsschlüssels auf Technologiegruppen verteilt. Je nach Ausgestaltung des Verteilungsschlüssels und der Zusammensetzung der Gruppen variiert das Maß an Technologieoffenheit.

Die seit 2005 in Brasilien durchgeführten Auktionen lassen sich in fünf Phasen einteilen, deren Ausgestaltung von fast vollständig technologieoffen bis fast ausschließlich technologiespezifisch reicht.¹²⁷⁰ Die Analyse dieser Phasen bestätigt in der Praxis mehrere Annahmen der Literatur: Für einen möglichst schnellen und günstigen Kapazitätsausbau ist ein technologieoffenes Design geeignet (erste Phase).¹²⁷¹ Soll eine neue Technologie im Markt etabliert werden, kann es erforderlich sein, technologiespezifische Auktionen durchzuführen (zweite Phase).¹²⁷² Die neu im Markt etablierten Technologien können unerwartet hohe Kosteneinsparungspotenziale aufweisen (dritte Phase).¹²⁷³

Zudem zeigen die vierte und fünfte Phase, dass bei technologiespezifischen Auktionen schwankende Teilnehmerzahlen zu fehlendem Wettbewerbsdruck führen können.¹²⁷⁴ Zur Lösung dieses Problems hat Brasilien einen Verteilungsschlüssel entwickelt, mit dem sich ein bestimmtes Wettbewerbsniveau gewährleisten lässt,

¹²⁶⁷ Siehe § 11D auf S. 67 ff.

¹²⁶⁸ Siehe § 10A auf S. 52 f.

¹²⁶⁹ Siehe § 12B.I auf S. 74 f.

¹²⁷⁰ Siehe § 12C.I auf S. 85 ff.

¹²⁷¹ Siehe § 12D.I auf S. 138 f.

¹²⁷² Siehe § 12D.I auf S. 139.

¹²⁷³ Siehe § 12D.I auf S. 139 f.

¹²⁷⁴ Siehe § 12D.I auf S. 141 f.

die Ausbauziele so weit wie möglich erreicht werden und eine staatliche Steuerung des Technologiemicx möglich bleibt.¹²⁷⁵

III. Analyse der EEG-Ausschreibungen

Für die Ausgestaltung der EEG-Ausschreibungen spielt das Unionsrecht eine entscheidende Rolle.¹²⁷⁶ Dieses sieht im Grundsatz technologieoffene Ausschreibungen vor. Nur bei Vorliegen von Ausnahmegründen ist eine technologiespezifische Auktionierung zulässig. Zudem darf der Wettbewerbscharakter durch zu geringe Teilnehmerzahlen nicht verloren gehen.

Ursprünglich wurden diese Vorgaben auf das Beihilferecht gestützt. Seit der Entscheidung des EuGH vom 29.03.2019 wird das EEG in der Praxis jedoch nicht mehr als Beihilfe eingestuft.¹²⁷⁷ Die Vorgaben finden sich mittlerweile aber fast inhaltsgleich in der EE-RL 2018 wieder.¹²⁷⁸

Unionsrechtliche Vorgaben zum Energiemix der Mitgliedstaaten müssen die Souveränitätsvorbehalte der Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV bzw. des Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV einhalten.¹²⁷⁹ Weder die in der EE-RL 2018 verankerte Vorgabe, bis 2030 den unionsweiten Energiebedarf zu mindestens 32 % aus erneuerbaren Energien zu decken noch der Grundsatz der technologieoffenen Förderungen verstoßen gegen die primärrechtlichen Souveränitätsvorbehalte.¹²⁸⁰

Bisher rechtfertigen die Ausnahmegründe Versorgungssicherheit und Netzstabilität die im Grundsatz technologiespezifischen EEG-Ausschreibungen.¹²⁸¹ Den EEG-Ausschreibungen für Windkraft an Land sowie für Biomasse fehlt es jedoch aufgrund niedriger Teilnehmerzahlen am unionsrechtlich vorgeschriebenen Wettbewerbscharakter.¹²⁸²

Zudem führen die niedrigen Teilnehmerzahlen in der Praxis dazu, dass die Auktionen ihre Funktion als marktbasierter Preisfindungsmechanismus verlieren und die abgegebenen Gebote im Wesentlichen dem behördlich vorgegebenen Höchstpreis entsprechen.¹²⁸³ Ferner werden mangels Umverteilung der nicht bezuschlagten Leistung die technologieübergreifenden Ausbauziele verfehlt.¹²⁸⁴

¹²⁷⁵ Siehe § 12D.I auf S. 141 f.

¹²⁷⁶ Siehe § 13B.I auf S. 154 ff.

¹²⁷⁷ Siehe § 13A auf S. 146 ff.

¹²⁷⁸ Siehe § 13A.II auf S. 151 ff.

¹²⁷⁹ Siehe § 13B.IV.1 auf S. 163.

¹²⁸⁰ Siehe § 13B.IV.2 auf S. 164 ff.

¹²⁸¹ Siehe § 13B.III auf S. 162.

¹²⁸² Siehe § 14A.II auf S. 177.

¹²⁸³ Siehe § 14A.II auf S. 175.

¹²⁸⁴ Siehe § 14A.II auf S. 174.

IV. Übertragbarkeit der gewonnenen Erkenntnisse

Der Rechtsvergleich der beiden Auktionsmodelle zeigt, dass es zweck- und rechtmäßig wäre, zwei Elemente des brasilianischen Verteilungsschlüssels in das Design der EEG-Ausschreibungen zu integrieren.¹²⁸⁵ Damit könnte ein Mindestmaß an Wettbewerbsdruck gewährleistet werden und die bei Technologien mit schwachen Teilnehmerzahlen nicht bezuschlagte Leistung würde automatisch umverteilt werden. Diese Arbeit enthält auf Basis der brasilianischen Regelungen einen konkreten Regelungsentwurf für einen Verteilungsschlüssel.¹²⁸⁶ Durch die Einführung des entworfenen Verteilungsschlüssels würden die unionsrechtlichen Anforderungen an den wettbewerblichen Charakter der EEG-Ausschreibungen erfüllt.¹²⁸⁷

Allerdings führen die zur Erreichung des erforderlichen Wettbewerbsdrucks geeigneten Elemente des brasilianischen Verteilungsschlüssels nicht automatisch auch zu einem höheren Maß an Technologieoffenheit.¹²⁸⁸ Dieses kann jedoch im Rahmen der brasilianischen Grundstruktur durch die Zusammenfassung mehrerer Technologien in einer Technologiegruppe flexibel erreicht werden.

3. Teil: Verspätungen und Projektabbrüche – am Beispiel von Windkraftanlagen an Land

Verspätungen und Projektabbrüche lassen sich durch Präqualifikationsvoraussetzungen, Kontingentierung von Zuschlägen in bestimmten Regionen und durch Sanktionen verhindern.¹²⁸⁹ Der Einsatz dieser Instrumente steht jedoch im Konflikt mit den Zielsetzungen niedriger Auktionspreise und einer hohen Akteursvielfalt.¹²⁹⁰ Daher sind sie auf ein angemessenes Maß zu reduzieren.

Im brasilianischen Windkraftsektor hielten in der Vergangenheit nur 17 % der bezuschlagten Kapazität die Realisierungsfrist ein.¹²⁹¹ Die Verspätungen gingen in erster Linie auf den fehlenden Netzanschluss und auf Lieferengpässe zurück.¹²⁹² Ab 2013 konnten die Verspätungen durch die Übertragung des finanziellen Risikos für den Netzanschluss von den Stromversorgungsunternehmen auf die Pro-

¹²⁸⁵ Siehe zur Zweckmäßigkeit der übertragbaren Elemente § 15A auf S. 189 ff. sowie zur Rechtmäßigkeit § 15B auf S. 209 ff.

¹²⁸⁶ Siehe zum Entwurf § 15A.V auf S. 201 ff.

¹²⁸⁷ Siehe § 15A.III.2 auf S. 197.

¹²⁸⁸ Siehe § 15B.I.1.a) auf S. 210.

¹²⁸⁹ Siehe § 17 auf S. 226 ff.

¹²⁹⁰ Siehe § 17 auf S. 226 ff.

¹²⁹¹ Siehe § 18D.I auf S. 251.

¹²⁹² Siehe § 18D.II.1 auf S. 251 ff.

jektentwickler wesentlich reduziert werden.¹²⁹³ Diese Maßnahme führte jedoch zur Einpreisung dieses Risikos und damit zu höheren Auktionspreisen.¹²⁹⁴

Trotz der massiven Verspätungen wurden schlussendlich 89 % der Windkraftanlagen errichtet.¹²⁹⁵ Die Projektabbrüche gingen in erster Linie auf das spekulative Geschäftsmodell eines Unternehmens sowie auf die Insolvenz eines Windturbinenherstellers zurück.¹²⁹⁶ Aufgrund der sehr niedrigen Gebote bei den ersten Auktionsrunden wurde ursprünglich mit einer höheren Abbruchquote gerechnet.¹²⁹⁷ Insbesondere die eingesetzten Sanktionsmechanismen erwiesen sich als wirksam.¹²⁹⁸ Der Ausschluss von zukünftigen Auktionen stellte sich dabei als ein besonders effektives Mittel heraus.¹²⁹⁹

Der Rechtsvergleich zwischen den beiden Modellen zeigt auf normativer Ebene große Ähnlichkeiten hinsichtlich der Präqualifikationsvoraussetzungen, der Kontingentierung sowie der Sanktionsmechanismen für Verspätungen.¹³⁰⁰

Die Regelungen zu den Präqualifikationsvoraussetzungen und der Kontingentierung tragen sowohl in Brasilien als auch in Deutschland den unterschiedlichen länderspezifischen Kontexten in angemessener Weise Rechnung.¹³⁰¹

Die Effektivität der Sanktionen zur Verhinderung von Verspätungen lassen sich in Brasilien nicht bewerten, da sie aufgrund eines Vollzugsdefizits nur sehr beschränkt zur Anwendung kommen.¹³⁰² Da in Deutschland bisher nicht in relevantem Umfang Realisierungsfristen abgelaufen sind, lassen sich auch hier noch keine Erkenntnisse aus der Rechtsanwendung ziehen.¹³⁰³

Der Vergleich der Sanktionsmechanismen zur Verhinderung von Projektabbrüchen zeigt, dass die deutschen Regelungen weitaus weniger streng ausgestaltet sind als in Brasilien.¹³⁰⁴ Bisher kann nicht abschließend bewertet werden, ob in Deutschland ein relevantes Problem mit Projektabbrüchen auftreten wird.¹³⁰⁵ Es steht allerdings zu befürchten, dass der große Erfolg von Bürgerenergiegesell-

¹²⁹³ Siehe § 18E.III auf S. 259 ff.

¹²⁹⁴ Siehe § 18D.III.1 auf S. 261 ff.

¹²⁹⁵ Siehe § 18E.I auf S. 275 f.

¹²⁹⁶ Siehe § 18E.II auf S. 276 ff.

¹²⁹⁷ Siehe § 18E.III auf S. 278.

¹²⁹⁸ Siehe § 18E.III auf S. 279.

¹²⁹⁹ Siehe § 18E.III auf S. 280.

¹³⁰⁰ Siehe für die Präqualifikationsvoraussetzungen sowie die Kontingentierung § 19C auf S. 287 und zu den Sanktionsmechanismen § 19D auf S. 301.

¹³⁰¹ Siehe § 19C auf S. 284 ff.

¹³⁰² Siehe § 19D.II.1 auf S. 293 f.

¹³⁰³ Siehe § 19A auf S. 282.

¹³⁰⁴ Siehe § 19D.III auf S. 297 ff.

¹³⁰⁵ Siehe § 19D.III auf S. 290.

schaften, die ohne immissionsschutzrechtliche Genehmigung an den Ausschreibungen teilnehmen konnten, in der Zukunft zu Projektabbrüchen führen wird.¹³⁰⁶ Zudem kann die hohe Anzahl an Klagen gegen bereits genehmigte Projekte zu weiteren Projektabbrüchen führen.¹³⁰⁷ Sollten in Deutschland Projektabbrüche zu einem relevanten Problem werden, wären mehrere Anpassungen, die sich am brasilianischen Modell orientieren, empfehlenswert.¹³⁰⁸ Insbesondere der Ausschluss von zukünftigen Ausschreibungen bei spekulativem Bietverhalten nach brasilianischem Vorbild wäre eine zweckmäßige Ergänzung.¹³⁰⁹

¹³⁰⁶ Siehe § 19D.III auf S. 301.

¹³⁰⁷ Siehe § 19D.III auf S. 302.

¹³⁰⁸ Siehe § 19D.III auf S. 302.

¹³⁰⁹ Siehe § 19D.III auf S. 302 f.

§ 21 Fazit und Ausblick

Diese Arbeit zeigt, dass der Rechtsvergleich zwischen deutschem und brasilianischem Auktionsmodell trotz der vorhandenen Unterschiede des tatsächlichen und rechtlichen Kontextes relevante Erkenntnisse hervorbringt. Im Ergebnis führt er zu mehreren konkreten Verbesserungsvorschlägen für das deutsche Regelungsmodell.

Der grundlegendste Unterschied zwischen den beiden Auktionsmodellen liegt im divergierenden Auktionsgegenstand. Brasilien versteigert langfristige Stromlieferverträge für alle Kraftwerksarten. Deutschland hingegen auktioniert Fördermittel ausschließlich für Erneuerbare-Energien-Anlagen, die zusätzlich zum am freien Markt erzielten Veräußerungserlös ausgezahlt werden. Trotzdem überschneiden sich wesentliche mit dem Auktionsdesign verfolgte Zielsetzungen. Dazu gehören möglichst niedrige Auktionspreise, eine hohe Realisierungsquote und die Steuerung des Technologiemicx.¹³¹⁰ Der Rechtsvergleich zeigt, dass hinter den entsprechenden Regelungen dieselben Fragestellungen und Zielkonflikte stehen.

Exemplarisch hierfür steht die Thematik der Technologieoffenheit. Technologieoffene Auktionen überlassen die Entscheidung über die bezuschlagten Projekte vollständig dem Markt. Durch den technologieübergreifenden Wettbewerb werden die niedrigsten Auktionspreise erzielt.¹³¹¹ Technologiespezifische Auktionen geben einen Technologiemicx vor, innerhalb dessen der Markt die Auswahl der Projekte trifft. Unabhängig vom konkreten Auktionsgegenstand muss eine Abwägung zwischen niedrigen Auktionspreisen und der Steuerung des Technologiemicx vorgenommen werden. Bei der Frage, wie technologieoffen sie ihr Auktionsmodell ausgestalten, stehen beide Gesetzgeber vor der Frage, welchen Preis sie für eine marktbasierende Steuerung des Technologiemicx zu zahlen bereit sind.¹³¹²

Die Übertragbarkeit von konkreten Erkenntnissen wird zudem durch das vergleichbare Regelungsumfeld begünstigt. Die Normadressaten sind in erster Linie von ökonomischen Interessen und Kalkülen geleitete privatwirtschaftliche Akteure. Dabei handelt es sich großteils um international agierende Unternehmen, deren Verhalten weniger von den kulturellen Eigenheiten eines Landes oder einer

¹³¹⁰ Andere Zielsetzungen wie die Verhinderung von Wettbewerbsabsprachen, die Steuerung der örtlichen Verteilung und eine hohe Akteursvielfalt werden nur von jeweils einem der Auktionsdesigns verfolgt.

¹³¹¹ Siehe zur Diskussion um die langfristige Entwicklung der Auktionspreise bei technologieoffenen Auktionen unter § 11B auf S. 62 ff.

¹³¹² Für den deutschen Gesetzgeber hat diese Frage zudem eine unionsrechtliche Perspektive, da die EE-RL 2018 im Grundsatz technologieoffene Ausschreibungen vorsieht. Siehe dazu unter § 13B.I auf S. 154 ff.

Region geprägt ist als von dem Bestreben nach Gewinnmaximierung. Dementsprechend werden von beiden Auktionsmodellen vergleichbare finanzielle Anreizmechanismen eingesetzt. Insbesondere diese wirtschaftliche Prägung der Stromauktionen macht sie über etwaige rechtskulturelle Unterschiede hinweg zu einem geeigneten Vergleichsobjekt.

Trotz dieser Ähnlichkeiten dürfen die kontextuellen Unterschiede bei der Übertragung der Erfahrungen im Einzelnen nicht unberücksichtigt bleiben. So hat zum Beispiel bei den Mechanismen zur Minimierung von Verspätungen und Projektabbrüchen der unzureichende Verwaltungsvollzug in Brasilien anders als in Deutschland eine hohe praktische Relevanz.¹³¹³

Die aktuell zentrale Herausforderung für den deutschen Gesetzgeber ist die Herstellung eines ausreichenden Wettbewerbsdrucks. Bei den Ausschreibungen für Windkraftanlagen an Land und für Biomasseanlagen liegt die Summe der abgegebenen Gebote derzeit unterhalb des Ausschreibungsvolumens. Dadurch wird die marktbasierete Bestimmung der Förderhöhe außer Kraft gesetzt und die Ausbauziele werden verfehlt. Zudem stellt dies einen Verstoß gegen die unionsrechtlichen Vorgaben dar. Der brasilianische Gesetzgeber hat die Gefahr, die von schwankenden Teilnehmerzahlen bei technologiespezifischen Auktionen ausgeht, erkannt und eine Lösung erarbeitet. Diese Arbeit macht auf Grundlage des brasilianischen Modells einen konkreten Regelungsvorschlag. Der entworfene Verteilungsschlüssel gewährleistet ein ausreichendes Wettbewerbsniveau, indem er soweit erforderlich die Ausschreibungsvolumina einzelner Technologien verknüpft und auf andere Technologien umverteilt.¹³¹⁴

Dieses Untersuchungsergebnis ist zugleich ein Beitrag zur aktuellen Diskussion um den stockenden Ausbau der Windkraft an Land in Deutschland. Die Gründe für den Rückgang der Ausbauzahlen sind noch nicht abschließend ermittelt. Es ist jedoch anzunehmen, dass sie in erster Linie außerhalb des Auktionsmodells liegen.¹³¹⁵ Die brasilianischen Regelungen zeigen indes, dass Auktionsmodelle flexibel ausgestaltet werden können, um auf solche Marktentwicklungen zu reagieren. Hier liegt einer der Vorteile gegenüber fixen Einspeisevergütungen.

¹³¹³ Inwiefern darin eine typische Problemstellung des Rechtsvergleichs mit lateinamerikanischen Rechtsordnungen zu sehen ist, kann und soll auf der Grundlage des hier sehr eng begrenzten Untersuchungsgegenstandes nicht beantwortet werden. Es würde die Gefahr einer allzu eurozentristischen Perspektive in sich tragen, anhand eines sehr schmalen Ausschnittes der brasilianischen Rechtsrealität einen Rückschluss auf die allgemeine (Rechts-)Kultur Lateinamerikas zu ziehen. Gleichsam werden die konkreten Unterschiede im Rahmen dieser Arbeit ermittelt und berücksichtigt. Zur Rechtsrealität Lateinamerikas unter einem weiteren Blickwinkel siehe *Kischel*, Rechtsvergleichung, S. 642 ff.

¹³¹⁴ Siehe zum Regelungsvorschlag unter § 15A.V auf S. 201.

¹³¹⁵ Siehe hierzu unter § 14A.II auf S. 172 ff.

Hinsichtlich der Realisierungsquote bleibt abzuwarten, ob die vorhandenen Regelungen im EEG ausreichen. Insbesondere die brasilianische Vorschrift zum Ausschluss von zukünftigen Ausschreibungen bei spekulativem Bietverhalten wäre jedoch eine zweckmäßige Ergänzung.

In Brasilien besteht weitgehend Einigkeit darüber, dass das Auktionsmodell grundsätzlich seine Zwecke erfüllt und weiter Bestand haben soll. Es wurde lediglich ein Gesetzgebungsverfahren initiiert, mit dem eine zusätzliche Auktionsart zur Schaffung eines Kapazitätsmarktes eingeführt werden soll.¹³¹⁶ Weitere grundlegende Änderungen am Auktionsmodell werden derzeit nicht erwartet [Interview:u].

¹³¹⁶ Siehe zum Gesetzgebungsverfahren: MME, Aprimoramento do marco legal do setor elétrico, http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultald=33&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp, (letzter Abruf: 31.08.2019). Das Gesetzgebungsverfahren wurde noch vor Beginn der Amtszeit des aktuellen Präsidenten, Jair Bolsonaro, begonnen. Die aktuelle Regierung hat nun eine Arbeitsgruppe gegründet, um zu überprüfen, ob sie beabsichtigt, das Gesetzgebungsverfahren fortzuführen, siehe Verordnung MME N° 187/2019.

Literaturverzeichnis

- Aalbers, Rob/Shestalova, Victoria/Kocsis, Viktória*, Innovation policy for directing technical change in the power sector, *Energy Policy* 63 (2013), S. 1240
- Albrecht, Eike/Zschiegner, André*, Viel Wirbel um nichts? - Zur Bedeutung der von Windkraftanlagen hervorgerufenen Turbulenzen im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren, *UPR* 2019, S. 90
- Albrecht, Matthias/Mordhorst, Annegret*, Die Energiekompetenz des Art. 194 AEUV und die 32 %-Zielvorgabe für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in 2030 in der EU, *EnWZ* 2019, S. 343
- Altrock, Martin/Vollprecht, Jens*, Das EEG 2017 im Überblick, *ZNER* 2016, S. 306
- Amorim da Rocha, Fábio* (Hrsg.), *Temas Relevantes no Direito de Energia Elétrica - Tomo IV*, Rio de Janeiro 2015,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: Amorim da Rocha (Hrsg.), *Direito de Energia - Tomo IV*
- Amorim da Rocha, Fábio* (Hrsg.), *Temas Relevantes no Direito de Energia Elétrica - Tomo I*, Rio de Janeiro 2012,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: Amorim da Rocha (Hrsg.), *Direito de Energia - Tomo I*
- ANEEL, Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica,
<http://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>, Abrufdatum: 02.09.2019
- ANEEL, Banco de Informações de Geração,
<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, Abrufdatum: 02.09.2019
- ANEEL, Biblioteca Virtual ANEEL, <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>, Abrufdatum: 02.09.2019
- ANEEL, Consulta Processual, <http://www.aneel.gov.br/consulta-processual>, Abrufdatum: 02.09.2019
- ANEEL, NOVO MODELO DE FISCALIZAÇÃO DE USINAS EM IMPLANTAÇÃO,
<http://aneel.gov.br/campanhas-de-fiscalizacao-da-geracao>, Abrufdatum: 06.06.2019
- Aragão, Alexandre Santos de, *Curso de Direito Administrativo*, 2. Auflage, Rio de Janeiro 2013,
Zitiert: Aragão, Alexandre Santos de, *Curso de Direito Administrativo*, 2013
- Asker, John/Cantillon, Estelle*, Properties of scoring auctions, *RAND Journal of Economics* 39 (2008), S. 69
- Aures, WP4: Empirical aspects of Auctions, <http://auresproject.eu/topic/wp4-empirical-aspects-of-auctions>, Abrufdatum: 02.09.2019
- Azar, Christian/Sandén, Björn A.*, The elusive quest for technology-neutral policies, *Environmental Innovation and Societal Transitions* 1 (2011), S. 135
- Bayer, Benjamin*, Experience with auctions for wind power in Brazil, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018), S. 2644

- Bayer, Benjamin/Berthold, Lennart/Moreno Rodrigo de Freitas, Bruno*, The Brazilian experience with auctions for wind power - An assessment of project delays and potential mitigation measures, *Energy Policy* 122 (2018), S. 97
- Bernsdorff, Norbert/Meyer, Jürgen* (Hrsg.), *Charta der Grundrechte der Europäischen Union*, 4. Auflage, Baden-Baden 2014,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: Meyer-GRC
- Bezerra, Bernardo/Barroso, Luiz Augusto/Porrúa, Fernando*, hrsg. v. IEEE, *How to ensure affordable and secure generation in a power market: The Brazilian experience*, 2011,
<https://ieeexplore.ieee.org/document/6039763>, Abrufdatum: 26.03.2019,
Zitiert: *Bezerra et al.*, *Affordable and Secure Generation*, 2011
- Birstiel, Alexander/Bungenberg, Marc/Heinrich, Helge* (Hrsg.), *Europäisches Beihilfenrecht*, Baden-Baden 2013,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: Birstiel/Bungenberg/Heinrich, *Europäisches Beihilfenrecht*
- BMU, *Klimaschutz in Zahlen - Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik*, 2018,
https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz_in_zahlen_2018_bf.pdf, Abrufdatum: 30.08.2019,
Zitiert: BMU, *Klimaschutz in Zahlen*, 2018
- BMWi, *Erfahrungsbericht nach § 97 EEG*, 29.06.2018, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/eeg-erfahrungsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=4, Abrufdatum: 17.07.2019,
Zitiert: BMWi, *EEG-Erfahrungsbericht*, 2018
- BMWi, *Ein Stromnetz für die Energiewende*, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>, Abrufdatum: 29.07.2019
- BMWi/BMU, *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung - 28. September 2010*, 28. September 2010,
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=5, Abrufdatum: 27.07.2019,
Zitiert: BMWi/BMU, *Energiekonzept (2010)*, 2010
- BNetzA, *Pressemitteilung: Ergebnisse der Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land*, Bonn, 13.05.2019,
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2019/20190513_Ausschreibungen.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abrufdatum: 05.08.2019
- BNetzA, *Pressemitteilung: Ergebnisse der Ausschreibungen zum Gebotstermin 1. Februar 2019*, Bonn, 15.02.2019,
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2019/20190513_Ausschreibungen.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abrufdatum: 05.08.2019
- BNetzA, *Pressemitteilung: Ergebnisse der zweiten gemeinsamen Ausschreibung von Wind- und Solaranlagen*, Bonn, 19.11.2018,
<https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Presse>

mitteilungen/2018/20181119_gema18-2.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abrufdatum: 16.01.2019

BNetzA, Pressemitteilung: Ergebnisse der dritten Ausschreibung für Wind an Land 2018, Berlin, 17.08.2018,
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2018/20180817_Onshore18-3.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abrufdatum: 23.01.2019

BNetzA, Pressemitteilung: Ergebnisse der gemeinsamen Ausschreibung von Wind- und Solaranlagen, Bonn, 12.04.2018,
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2018/20180411_GEMA.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abrufdatum: 16.01.2019

BNetzA, Hintergrundpapier Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 1. November 2017, 19.12.2017,
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Hintergrundpapier_OnShore_01_11_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4, Abrufdatum: 14.06.2019,
Zitiert: BNetzA, Hintergrundpapier 1. November 2017, 2017

BNetzA, Hintergrundpapier Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 1. August 2017, 04.09.2017,
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Hintergrundpapier_OnShore_01_08_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4, Abrufdatum: 14.06.2019,
Zitiert: BNetzA, Hintergrundpapier 1. August 2017, 2017

BNetzA, Hintergrundpapier Ergebnisse der Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land vom 1. Mai 2017, 19.06.2017,
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Hintergrundpapier_OnShore_01_05_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abrufdatum: 14.06.2019,
Zitiert: BNetzA, Hintergrundpapier 1. Mai 2017, 2017

BNetzA, Gebotstermin 1. Mai 2017, 19.05.2017,
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2017/Gebotstermin_01_05_2017/Gebotstermin_01_05_17_node.html, Abrufdatum: 19.06.2019

BNetzA, Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen,
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html, Abrufdatum: 02.04.2019

- BNetzA, Beendete Ausschreibungen,
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html, Abrufdatum: 19.06.2019
- BNetzA, Ergebnisse der gemeinsamen Ausschreibungsrunden für Solaranlagen und Windenergie-Anlagen an Land,
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Technologieuebergreifend/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2018_node.html;jsessionid=EF2620C80E443EC72F0D85656D59ECF3, Abrufdatum: 19.01.2019
- BNetzA, Statistiken zum gemeinsamen Ausschreibungsverfahren von Windenergie an Land- und Solaranlagen nach der GemAV,
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Statistik_TechOffen.xlsx?__blob=publicationFile&v=6, Abrufdatum: 01.08.2019
- Bogner, Alexander/Littig, Beate/Menz, Wolfgang*, Interviews mit Experten - Eine praxisorientierte Einführung, Wiesbaden 2014,
 Zitiert: *Bogner et al.*, Interviews mit Experten, 2014
- Bogner, Alexander/Littig, Beate/Menz, Wolfgang* (Hrsg.), Interviewing Experts, London 2009,
 Zitiert: *Bearbeiter*, in: *Bogner, et al.* (Hrsg.), Interviewing Experts
- Bogner, Alexander/Littig, Beate/Menz, Wolfgang* (Hrsg.), Das Experteninterview2002,
 Zitiert: *Bearbeiter*, in: *Bogner, et al.* (Hrsg.), Das Experteninterview
- Bonn, Moritz/Heitmann, Nadine/Reichert, Götz/Voßwinkel, Jan S.*, „Brüsseler Spitzen“: Europäische Impulse für eine EEG-Reform, ET 2014, S. 42
- Borchardt, Klaus-Dieter/Lenz, Carl Otto* (Hrsg.), EU-Verträge, 6. Auflage, Köln 2012,
 Zitiert: *Bearbeiter*, in: *Lenz/Borchardt*, EU-Verträge
- Brazilian Development Bank (BNDES), Regras para o credenciamento e financiamento de aerogeradores - ANEXO 1 - ETAPAS FÍSICAS E CONTEÚDO LOCAL QUE DEVERÃO SER CUMPRIDOS PELO FABRICANTE,
http://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/10f19d81-33df-4c4c-95e0-d7909975c911/credenciamento_aerogeradores_anexo1.pdf?MOD=AJPERES&CVID=lmylw0v, Abrufdatum: 02.09.2019
- Britz, Gabriele/Hellermann, Johannes/Hermes, Georg* (Hrsg.), EnWG, 3. Auflage, München 2015,
 Zitiert: *Bearbeiter*, in: *Britz/Hellermann/Hermes*, EnWG
- Bundesregierung, Projektionsbericht 2019 für Deutschland - gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013, 15.05.2019, https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envxnw7wq/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-

- 2019.pdf, Abrufdatum: 27.07.2019,
Zitiert: Bundesregierung, Projektionsbericht, 2019
- Bundesverband Bioenergie e.V./Deutscher Bauernverband e.V./Fachverband Biogas e.V./Fachverband Holzenergie, Vorschläge zur Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, 14.12.2018, https://www.bioenergie.de/download_file/force/954/565,
Abrufdatum: 04.02.2019,
Zitiert: Bundesverband Bioenergie e.V. et al., Vorschläge EEG, 2018
- Bundesverband WindEnergie e.V., Pressemitteilung: Markteinbruch um zwei Drittel - Grund für den Stellenabbau ist in den politischen Rahmenbedingungen zu suchen, nicht in der Wettbewerbsfähigkeit unserer Unternehmen, 28.08.2018, <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/markteinbruch-um-zwei-drittel-grund-fuer-den-stellenabbau-ist-in-den-politischen-rahmenbedingungen/>, Abrufdatum: 21.07.2019
- Bundesverband WindEnergie e.V., Pressemitteilung: Langfristig stabiler Planungshorizont erforderlich - Weg zu Erreichung der 2030er Ziele in Ausschreibungssystem sichtbar machen, 17.05.2018, <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/langfristig-stabiler-planungshorizont-erforderlich-weg-zu-erreichung-der-2030er-ziele-in-ausschrei->,
Abrufdatum: 24.01.2019
- Burgi, Martin*, Die Energiewende und das Recht, JZ 2013, S. 745
- Calliess, Christian/Ruffert, Matthias* (Hrsg.), EUV/AEUV, 5. Auflage, München 2016,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV
- Campos, Clever*, Curso Básico de Direito de Energia Elétrica, Rio de Janeiro 2010,
Zitiert: *Campos*, Direito de Energia Elétrica, 2010
- CCEE, Preço Médio da CCEE (R\$/MWh), 01.06.2019,
https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=307723231382178&_adf.ctrl-state=10dtpy6yie_1#!%40%40%3F_afLoop%3D307723231382178%26_adf.ctrl-state%3D10dtpy6yie_5, Abrufdatum: 08.07.2019
- CCEE, O que fazemos - O PLD,
https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_adf.ctrl-state=azd2k7fr6_1&_afLoop=769710162666589#!%40%40%3F_afLoop%3D769710162666589%26_adf.ctrl-state%3Dazd2k7fr6_5, Abrufdatum: 08.08.2019
- CCEE, Resultado consolidado dos leilões,
http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado+Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_adf.ctrl-state=18jrjprv51_4&_afLoop=1002476894498110#!, Abrufdatum: 02.09.2019
- Central Intelligence Agency, The World Factbook - Electricity Consumption,
<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2233rank.html>, Abrufdatum: 05.08.2019
- Che, Yeon-Koo*, Design competition through multidimensional auctions, RAND Journal of Economics 24 (1993), S. 668

- Ciaccia, Gervasio/Doni, Nicola/Fontini, Fulvio*, Auctioning wind power sites when environmental quality matters, *Energy Policy* 38 (2010), S. 1734
- Classen, Claus Dieter*, Freiheit und Gleichheit im öffentlichen und im privaten Recht - Unterschiede zwischen europäischem und deutschem Grundrechtsschutz?, *EuR* 2008, S. 627
- Comercializadora Energisa, Glossário,
<http://comercializadora.grupoenergisa.com.br/paginas/mercado-livre/glossario.aspx?letra=M>, Abrufdatum: 02.09.2019
- Cunha, Gabriel/Barroso, Luiz A./Bezerra, Bernardo*, hrsg. v. CIGRE, Lessons learned from the auction-based approach to integrate wind generation in the Brazilian electricity market, 2014, https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/articles/Bienal_2014_C5_Luiz_Barroso.pdf, Abrufdatum: 02.09.2019, Zitiert: *Cunha et al.*, Lessons learned Brazil, 2014
- Dalbem, Marta Corrêa/Brandão, Luiz Eduardo Teixeira/Gomes, Leonardo Lima*, Can the regulated market help foster a free market for wind energy in Brazil?, *Energy Policy* 66 (2014), S. 303
- Danner, Wolfgang/Theobald, Christian* (Hrsg.), *Energierrecht*, Bd. 3, 100. EL Dezember 2018, München 2018,
 Zitiert: *Bearbeiter*, in: *Danner/Theobald, Energierrecht* Bd. 3
- del Río, Pablo*, hrsg. v. Aures, Auctions for Renewable Support in Mexico: Instruments and lessons learnt, 2017, http://auresproject.eu/sites/aures.eu/files/media/documents/mexico_final.pdf, Abrufdatum: 02.09.2019,
 Zitiert: *del Río*, Auctions in Mexico, 2017
- del Río, Pablo*, Designing auctions for renewable electricity support. Best practices from around the world, *Energy for Sustainable Development* 41 (2017), S. 1
- del Río, Pablo/Haufe, Marie-Christin/Wigand, Fabian/Steinhilber, Simone*, hrsg. v. Aures, Overview of Design Elements for RES-E Auctions, 2015,
http://www.auresproject.eu/sites/aures.eu/files/media/documents/design_elements_october_2015.pdf, Abrufdatum: 02.09.2019,
 Zitiert: *del Río et al.*, Design Elements, 2015
- del Río, Pablo/Linares, Pedro*, Back to the future? - Rethinking auctions for renewable electricity support, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 35 (2014), S. 42
- Diekmann, Carsten*, Windkraftanlagen und ihre Befeuerng – Neues für die Verwaltungspraxis, *UPR* 2019, S. 438
- Dreier, Horst* (Hrsg.), *Grundgesetz*, Bd.1, 3. Auflage, Tübingen 2013,
 Zitiert: *Bearbeiter*, in: *Dreier, GG* Bd. 1
- Dutra, Joisa C./Menezes, Flavio M.*, hrsg. v. University of Queensland, Electricity Market Design in Brazil - An Assessment of the 2004 Reform,
<http://www.uq.edu.au/economics/abstract/545.pdf>, Abrufdatum: 16.08.2019,
 Zitiert: *Dutra/Menezes*, Electricity Market Design in Brazil,
- Ehrhart, Karl-Martin/Haufe, Marie-Christin/Kreiss, Jan*, hrsg. v. Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Discrimination in Auctions for Renewable Energy Support: Three Theoretically Equi-

- valent but Practically Different Concepts, 2017,
<http://games.econ.kit.edu/img/EhrhartHaufeKreissDiscriminationInAuctionsForRES2018.pdf>,
 Abrufdatum: 02.09.2019,
 Zitiert: *Ehrhart et al.*, Discrimination in Auctions, 2017
- Ehrmann, Markus*, Beihilfecharakter des EEG 2012, NVwZ 2016, S. 997
- Eifert, Martin* (Hrsg.), Innovationsfördernde Regulierung [Gießener Tagung über "Geistiges Eigentum und Innovation], 2, Berlin 2009,
 Zitiert: *Bearbeiter*, in: Eifert (Hrsg.), Innovationsfördernde Regulierung
- Ekardt, Felix*, Verfassungs- und unionsrechtliche Probleme des EEG 2014, ZNER 2014, S. 317
- Elizondo Azuela, Gabriela/Barroso, Luiz/Cunha, Gabriel*, hrsg. v. World Bank Group, Performance of renewable energy auctions: Experience in Brazil, China and India - Policy research working paper of the World Bank Group, 2014,
<http://documents.worldbank.org/curated/en/842071468020372456/pdf/WPS7062.pdf>,
 Abrufdatum: 18.07.2019,
 Zitiert: *Elizondo Azuela et al.*, Auctions in Brazil, China and India, 2014
- EPE, Índice Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração, 17.10.2017,
http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Anexo_10_Metodologia%20do%20C%3%A1lculo%20do%20C%3%8Dndice%20de%20Custo%20Benef%3ADcio_ICB_NT%20EPE-DEE-RE-102-2008-r8.pdf,
 Abrufdatum: 21.07.2019,
 Zitiert: EPE, Índice Custo Benefício (ICB), 2017
- EPE, Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2017-2026), 01.01.2017, [http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-245/topico-261/DEA%20001_2017%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20da%20Demanda%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202017-2026_VF\[1\].pdf](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-245/topico-261/DEA%20001_2017%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20da%20Demanda%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202017-2026_VF[1].pdf),
 Abrufdatum: 08.07.2019,
 Zitiert: EPE, Projeção da demanda 2017-2026, 2017
- EPE, Pressemitteilung: INFORME À IMPRENSA - Leilões de Fontes Alternativas 2010, 11.08.2010, 11.08.2010, http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-87/20100811_1.pdf,
 Abrufdatum: 02.09.2019
- EUR-Lex, Verfahren 2016/0382/COD, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/HIS/?uri=CELEX:32018L2001>,
 Abrufdatum: 25.07.2019
- eurostat, Share of electricity from renewable sources in gross electricity consumption, 2004-2016 (%), 18.06.2018, [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Share_of_electricity_from_renewable_sources_in_gross_electricity_consumption,2004-2016_\(%25\)_FP18-de.png](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Share_of_electricity_from_renewable_sources_in_gross_electricity_consumption,2004-2016_(%25)_FP18-de.png),
 Abrufdatum: 19.07.2019
- Ferreira, Rafael/Barroso, Luiz*, Coordinating centralized planning and decentralized implementation of transmission expansion in Brazil - Lessons learned from auctioning transmission for

- the integration of renewables, 28.07.2015, <https://www.ieee-pes.org/presentations/gm2015/PESGM2015P-001817.pdf>, Abrufdatum: 02.09.2019
- Ferroukhi, Rabia/Hawila, Diala/Vinci, Salvatore/Nagpal, Divyam*, hrsg. v. IRENA, Renewable Energy Auctions: A Guide to Design, 2015, http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Renewable_Energy_Auctions_A_Guide_to_Design.pdf, Abrufdatum: 05.08.2019, Zitiert: *Ferroukhi et al.*, A Guide to Design, 2015
- Förster, Sonja/Amazo, Ana*, hrsg. v. Aures, Auctions for Renewable Support in Brazil: Instruments and lessons learnt, 2016, http://www.auresproject.eu/files/media/countryreports/pdf3_brazil.pdf, Abrufdatum: 02.09.2019, Zitiert: *Förster/Amazo*, Auctions in Brazil, 2016
- Fraunhofer ISE, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 31.7.2019, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>, Abrufdatum: 29.07.2019, Zitiert: Fraunhofer ISE, Photovoltaik in Deutschland, 2019
- Frenz, Walter*, Anmerkung zu EuGH, Urt. v. 28.03.2019 - C-405/16P, DVBI 2019, S. 700
- Frenz, Walter*, EEG-Kontrolle nach EU-Sekundärrecht statt gemäß Beihilfeverbot als Folge des EuGH-Urteils vom 28.03.2019, RdE 2019, S. 209
- Frenz, Walter*, Grundfragen des Beihilferechts nach dem EEG-Urteil des EuGH vom 28.3.2019, EuR 2019, S. 400
- Frenz, Walter*, Ökostromförderung nach neuem EU-Sekundärrecht und Kohleausstieg, ZNER 2019, S. 87
- Frenz, Walter*, Anmerkung zu EuG, Urt. v. 10.05.2016 - T-47/15 - (EEG 2012), DVBI 2016, S. 841
- Frenz, Walter*, Handbuch Europarecht, Bd. 3, Berlin, Heidelberg 2007, Zitiert: *Frenz*, Europarecht, 2007
- Frenz, Walter*, Handbuch Europarecht, Bd. 5, Berlin, Heidelberg 2007, Zitiert: *Frenz*, Europarecht, 2007
- Frenz, Walter/Müggenborg, Hans-Jürgen/Cosack, Tilman/Hennig, Bettina/Schomerus, Thomas* (Hrsg.), Erneuerbare-Energien-Gesetz Kommentar, 5. Auflage, Berlin 2018, Zitiert: *Bearbeiter*, in: *Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus EEG*
- Frontier Economics, Technologieoffene Ausschreibungen für Erneuerbare Energien, 23.12.2015, <https://efet-d.org/Files/Veroeffentlichungen%20-%20Gutachten//EFET-Deutschland-Studie-26-06-2014.pdf>, Abrufdatum: 05.08.2019, Zitiert: Frontier Economics, Technologieoffenheit, 2015
- Frontier Economics, Die Zukunft des EEG – Handlungsoptionen und Reformansätze - Bericht für die EnBW Energie Baden-Württemberg AG, 2012, <https://docplayer.org/14352419-Die-zukunft-des-eeg-handlungsoptionen-und-reformansaetze.html>, Abrufdatum: 02.09.2019, Zitiert: Frontier Economics, Reformansätze EEG, 2012

- Fürsch, Michaela/Golling, Christiane/Nicolosi Marco/Wissen, Ralf/Lindenberger, Dietmar*, hrsg. v. Institute of Energy Economics at the University of Cologne, European RES-E Policy Analysis - A model-based analysis of RES-E deployment and its impact on the conventional power market, 2010, https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2015/12/EWI_RES-E-Studie.pdf, Abrufdatum: 02.09.2019, Zitiert: *Fürsch et al.*, European RES-E Policy, 2010
- Gawel, Erik/Lehmann, Paul/Purkus, Alexandra/Söderholm, Patrik/Witte, Katherina*, Rationales for technology-specific RES support and their relevance for German policy, Energy Policy 102 (2017), S. 16
- Gawel, Erik/Strunz, Sebastian/Lehmann, Paul*, Wie viel Europa braucht die Energiewende?, ZfE 2014, S. 163
- Geiger, Rudolf/Khan, Daniel-Erasmus/Kotzur, Markus* (Hrsg.), EUV/AEUV, 6. Auflage, München 2016, Zitiert: *Bearbeiter*, in: Geiger/Khan/Kotzur, EUV/AEUV
- Giesberts, Ludger/Reinhardt, Michael* (Hrsg.), BeckOK Umweltrecht, 2. Auflage, München 2018, Zitiert: *Bearbeiter*, in: BeckOK Umweltrecht
- Global wind energy council (GWEC), Global wind report 2017 - Annual market update 2017, 25.04.2018, <http://files.gwec.net/register?file=/files/GWR2017.pdf>, Abrufdatum: 19.06.2019, Zitiert: Global wind energy council (GWEC), Global wind report 2017
- Grabitz, Eberhard/Hilf, Meinhard/Nettesheim, Martin/Athen, Marco* (Hrsg.), Das Recht der Europäischen Union, Stand: September 2014 (54. erg. -Lfg.), München 2019, Zitiert: *Bearbeiter*, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim, Unionsrecht
- Greb, Klaus/Boewe, Marius* (Hrsg.), Erneuerbare-Energien-Gesetz Kommentar, München 2018, Zitiert: *Bearbeiter*, in: Greb/Boewe, EEG
- Groeben, Hans von der/Schwarze, Jürgen/Hatje, Armin* (Hrsg.), Europäisches Unionsrecht, Bd. 1, 7. Auflage, Baden-Baden 2015, Zitiert: *Bearbeiter*, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, Unionsrecht
- Groeben, Hans von der/Schwarze, Jürgen/Hatje, Armin* (Hrsg.), Europäisches Unionsrecht, Bd. 2, 7. Auflage, Baden-Baden 2015, Zitiert: *Bearbeiter*, in: von der Groeben/Schwarze/Hatje, Unionsrecht
- Günnewicht, Ansgar*, Reguliertes Informationsmanagement in der Elektrizitätswirtschaft - Rechtliche Strukturen des Informationsmanagements durch den Übertragungsnetzbetreiber im Kontext der Frequenzhaltung, Baden-Baden 2015, Zitiert: *Günnewicht*, Reguliertes Informationsmanagement in der Elektrizitätswirtschaft, 2015
- Haidas, Katharina*, Bemessung des Mindestabstands von einer Windenergieanlage zum nächstgelegenen Wohngebäude - Anmerkung zu: VGH München 22. Senat, Urteil vom 30.04.2019 - 22 BV 18.842, jurisPR-ÖffBauR 8/2019 Anm. 1
- Haufe, Marie-Christin*, Auctions for Renewable Energy Support, Dissertation, Karlsruhe 2018, Zitiert: *Haufe*, Auctions for Renewable Energy Support, 2018

- Hauser, Eva/Weber, Andreas/Zipp, Alexander/Leprich, Uwe*, hrsg. v. IZES gGmbH, Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung, 26.06.2014, https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/IZES20140627IZESBEE_EE-Ausschreibungen.pdf, Abrufdatum: 12.07.2019,
Zitiert: *Hauser et al.*, Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell, 2014
- Held, Anne/Ragwitz, Mario/Gephart, Malte/Visser, Erika de*, hrsg. v. Ecofys, Design features of support schemes for renewable electricity, 2014,
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_design_features_of_support_schemes.pdf, Abrufdatum: 02.09.2019,
Zitiert: *Held et al.*, Design Features, 2014
- Hirth, Lion/UECKERDT, Falko/Edenhofer, Ottmar*, Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability, *Renewable Energy* 74 (2015), S. 925
- Hochberg, Michael/Poudineh, Rahmatallah*, Renewable auction design in theory and practice, Oxford 2018,
Zitiert: *Hochberg/Poudineh*, Renewable Auction Design, 2018
- Hoffmann, Burkhard/Bredow, Hartwig von*, EEG-Ausschreibungen für Biomasse - Rechtsrahmen, Praxistipps und Bewertung, NuR 2018, S. 228
- Holzhammer, Uwe/Hoffstede, Uwe/Stelzer, Manuel/Hahn, Henning/Krautkremer, Bernd/Kasten, Julia/Beyrich, Wiebke*, hrsg. v. Fraunhofer IEE, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II a: Biomasse -Zwischenbericht, 22.03.2018, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-2-biomasse.pdf?__blob=publicationFile&v=8, Abrufdatum: 27.07.2019,
Zitiert: *Holzhammer et al.*, Vorbereitung Erfahrungsbericht EEG, 2018
- IEEE (Hrsg.), Proceedings of the 40th Hawaii International Conference on System Sciences - 20072007,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: IEEE (Hrsg.), Proceedings of the 40th Hawaii International Conference on System Sciences
- Instituto Acende Brasil, Leilões no Setor Elétrico Brasileiro - Análises e Recomendações, 2012,
http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2012_WhitePaperAcendeBrasil_07_Leiloes_Rev2.pdf, Abrufdatum: 02.09.2019,
Zitiert: Instituto Acende Brasil, Leilões no Setor Elétrico Brasileiro, 2012
- IPCC, IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels - Summary for Policymakers, 2018, https://report.ipcc.ch/sr15/pdf/sr15_spm_final.pdf, Abrufdatum: 30.08.2019,
Zitiert: IPCC, IPCC Special Report on Global warming of 1.5°C, 2018
- Jacobsson, Staffan/Bergek, Anna*, Innovation system analyses and sustainability transitions - Contributions and suggestions for research, *Environmental Innovation and Societal Transitions* 1 (2011), S. 41

- Jägemann, Cosima*, A Note on the Inefficiency of Technology- and Region-Specific Renewable Energy Support - The German Case, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 38 (2014), S. 235
- Jägemann, Cosima/Fürsch, Michaela/Hagspiel, Simeon/Nagl, Stephan*, Decarbonizing Europe's power sector by 2050 — Analyzing the economic implications of alternative decarbonization pathways, *Energy Economics* 40 (2013), S. 622
- Jarass, Hans D.* (Hrsg.), *Charta der Grundrechte der Europäischen Union*, 3. Auflage, München 2016,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: Jarass-GRC
- Jashari, Adelina/Lippelt, Jana/Schickfus, Marie-Theres von*, Kurz zum Klima: Unerwartet schnell fallende Preise für Wind- und Solarenergie - Hintergründe, Auswirkungen und Perspektiven, *ifo Schnelldienst* 71 (2018), S. 60
- Johann, Christian/Lünenbürger, Simone/Mathey, Leslie*, Mehr Bewegungsfreiheit für die Energiewende: Das EuGH-Urteil zum EEG 2012 und seine Folgen, *EuZW* 2019, S. 647
- Justen Filho, Marçal*, *Comentários à Lei de licitações e contratos administrativos (Lei N° 8.666/1993)*, 15. Auflage, São Paulo 2012,
Zitiert: *Justen Filho*, *Lei de licitações e contratos administrativos*, 2012
- Kahl, Wolfgang*, Die Kompetenzen der EU in der Energiepolitik nach Lissabon, *EuR* 2009, S. 602
- Kahle, Markus*, Die beihilfenrechtliche Genehmigung des EEG 2014 durch die Europäische Kommission, *NVwZ* 2014, S. 1563
- Kahle, Markus/Nysten, Jana*, Alles auf Anfang? – Die fehlende Beihilfeeigenschaft des EEG - Vorgeschichte und Auswirkungen des aktuellen EuGH-Urteils zum EEG 2012, *EnWZ* 2019, S. 147
- Kalkuhl, Matthias/Edenhofer, Ottmar/Lessmann, Kai*, Learning or lock-in - Optimal technology policies to support mitigation, *Resource and Energy Economics* 34 (2012), S. 1
- Kirchner, Hildebert/Pannier, Dietrich*, *Abkürzungsverzeichnis der Rechtssprache*, 9. Auflage 2018,
Zitiert: *Kirchner/Pannier*, *Abkürzungsverzeichnis der Rechtssprache*, 2018
- Kischel, Uwe*, *Rechtsvergleichung*, 1. Auflage, München 2015,
Zitiert: *Kischel*, *Rechtsvergleichung*, 2015
- Klemperer, Paul*, *Auctions - Theory and practice*, Princeton 2004,
Zitiert: *Klemperer*, *Auctions - Theory and practice*, 2004
- Klemperer, Paul*, What Really Matters in Auction Design, *Journal of Economic Perspectives* 16 (2002), S. 169
- Kment, Martin* (Hrsg.), *Energiewirtschaftsgesetz*, 2. Auflage, Baden-Baden 2019,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: Kment, *EnWG*
- KOM, European Commission guidance for the design of renewables support schemes - COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT - SWD(2013) 439 final, 05.11.2013,
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2013_public_intervention_swd04_en.pdf, Abrufdatum: 04.04.2019,

- Zitiert: KOM, Guidance for the Design of Renewables Support Schemes - SWD(2013) 439 final, 2013
- Kreiss, Jan/Ehrhart, Karl-Martin/Haufe, Marie-Christin*, Appropriate design of auctions for renewable energy support – Prequalifications and penalties, Energy Policy 101 (2017), S. 512
- Kreiss, Jan/Ehrhart, Karl-Martin/Haufe, Marie-Christin/Soysal, Emilie Rosenlund*, hrsg. v. Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Different cost perspectives for renewable energy support: Assessment of technology-neutral and discriminatory auctions, 2017, http://games.econ.kit.edu/downloads/TNandDiscriminatoryREAuctions__KrEhHaSR.pdf, Abrufdatum: 02.09.2019, Zitiert: *Kreiss et al.*, Technology-neutral and Discriminatory Auctions, 2017
- Kreße, Bernhard*, Die Auktion als Wettbewerbsverfahren, Tübingen 2014, Zitiert: *Kreße*, Auktion als Wettbewerbsverfahren, 2014
- Landau, Elena/Pacheco, Adriane Cristina Spicciati* (Hrsg.), Regulação jurídica do setor elétrico - Tomo II, 1. Auflage, Rio de Janeiro 2011, Zitiert: *Bearbeiter*, in: Landau/Pacheco, Adriane Cristina Spicciati (Hrsg.), Direito de Energia - Tomo II
- Lippert, André*, Anmerkung Urteil EuGH, EnWZ 2019, S. 217
- Lovinfosse, Isabelle de/Janeiro, Luis/Gephart, Malte*, hrsg. v. GIZ/Ecofys, Lessons for the tendering system for renewable electricity in South Africa from international experience in Brazil, Morocco and Peru, 2013, <http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-giz-2013-international-experience-res-tendering.pdf>, Abrufdatum: 23.12.2015, Zitiert: *Lovinfosse et al.*, Lessons for the Tendering of Renewable Electricity, 2013
- Lucas, Hugo/Ferroukhi, Rabia/Hawila, Diala*, hrsg. v. IRENA, Renewable Energy Auctions in Developing Countries, 2013, http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Renewable_energy_auctions_in_developing_countries.pdf, Abrufdatum: 02.09.2019, Zitiert: *Lucas et al.*, Energy Auctions in Developing Countries, 2013
- Lüdemann, Volker/Ortmann, Manuel Christian*, Direktvermarktung im EEG - Das unvollendete Marktprämienmodell, EnWZ 2014, S. 387
- Ludwigs, Markus*, Die Förderung erneuerbarer Energien vor dem EuGH – Luxemburg locuta, causa non finita!, NVwZ 2019, S. 909
- Ludwigs, Markus*, Die Förderung erneuerbarer Energien nach dem EEG 2012 auf dem Prüfstand des Europäischen Beihilferechts - Anmerkung zum Urteil des EuG vom 10.5.2016 – T-47/15, EurUP 2016, S. 238
- Mangoldt, Hermann von/Klein, Friedrich/Starck, Christian* (Hrsg.), Grundgesetz, Bd. 1, 7. Auflage, München 2018, Zitiert: *Bearbeiter*, in: v.Mangoldt/Klein/Starck GG Bd. 1
- Martini, Mario*, Der Markt als Instrument hoheitlicher Verteilungslenkung - Möglichkeiten und Grenzen einer marktgesteuerten staatlichen Verwaltung des Mangels, Tübingen, Germany 2008, Zitiert: *Martini*, Markt als Instrument hoheitlicher Verteilungslenkung, 2008

- Masing, Johannes*, Soll das Recht der Regulierungsverwaltung übergreifend geregelt werden? - Gutachten D für den 66. Deutschen Juristentag, Bd. 1, Teil D, München 2006,
Zitiert: *Masing*, Gutachten D für den 66. DJT 2006, 2006
- Maslaton, Martin*, Windkraftausbau droht 2019 ein Einbruch, 01.07.2017,
<https://www.tagesspiegel.de/politik/energiewende-windkraftausbau-droht-2019-einbruch/20006782.html>, Abrufdatum: 02.09.2019
- Maurer, Luiz/Barroso, Luiz A./Chang, Jennifer M.*, Electricity Auctions - An Overview of Efficient Practices, Washington, D.C. 2011,
Zitiert: *Maurer et al.*, Electricity Auctions, 2011
- Melo, Elbia*, Fonte eólica de energia - Aspectos de inserção, tecnologia e competitividade, Estudos Avançados 27 (2013), S. 125
- Michl, Walther*, Der lange Arm des Staates – zur beihilfenrechtlichen Einordnung der EEG-Umlage - EuG, Urteil vom 10.5.2016 – Rs. T-47/15 (Deutschland/Kommission), EurUP 2016, S. 259
- MME, Aprimoramento do marco legal do setor elétrico,
http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaId=33&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp, Abrufdatum: 31.08.2019
- MME/EPE, Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018 - Ano base 2017, 2018,
<http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2018vf.pdf>,
Abrufdatum: 07.08.2019,
Zitiert: MME/EPE, Anuário Estatístico, 2018
- MME/EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 - Sumário Executivo, 2017,
<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>, Abrufdatum: 02.09.2019,
Zitiert: MME/EPE, Plano Decenal 2026, 2017
- MME/EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2022 - Sumário Executivo, 2013,
<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-49/topico-86/Sum%C3%A1rio%20Executivo%20do%20PDE%202022.pdf>, Abrufdatum: 02.09.2019,
Zitiert: MME/EPE, Plano Decenal 2022, 2013
- MME/EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2019, 2010,
http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256592/PDE2019_03Maio2010.pdf/d6bf6183-c8ff-440d-a8e2-2b50ae6c5d15,
Zitiert: MME/EPE, Plano Decenal 2019, 2010

- Mohr, Jochen*, Integration der erneuerbaren Energien in wettbewerbliche Strommärkte - Direktvermarktung und Ausschreibung von Förderberechtigungen, RdE 2015, S. 433
- Monopolkommission, Wettbewerb in Zeiten der Energiewende - 65. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, 2013,
https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/auszug36_s65.pdf, Abrufdatum: 05.12.2019,
 Zitiert: Monopolkommission, Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, 2013
- Montag, Frank/Säcker, Franz Jürgen* (Hrsg.), Münchener Kommentar zum europäischen und deutschen Wettbewerbsrecht (Kartellrecht), 1. Auflage, München 2011,
 Zitiert: *Bearbeiter*, in: MüKo-BeihVgR
- Moore, Simon/Newey, Guy*, Going, going, gone - The role of auctions and competition in renewable electricity support, U.K. 2013,
 Zitiert: *Moore/Newey*, Competition in RES-Auctions, 2013
- Nebel, Julian Asmus*, Einführung von Ausschreibungen für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sowie von gemeinsamen Ausschreibungen für Wind-Onshore- und Solaranlagen, jurisPR-UmwR Heft 5, Anm. 1, 2017
- Nettesheim, Martin*, EU-Beihilferecht und nichtfiskalische Finanzierungsmechanismen, NJW 2014, S. 1847
- Nettesheim, Martin*, Das Energiekapitel im Vertrag von Lissabon, JZ 2010, S. 19
- Neuhoff, K.*, Large-Scale Deployment of Renewables for Electricity Generation, Oxford Review of Economic Policy 21 (2005), S. 88
- Noailly, Joëlle/Shestalova, Victoria*, Knowledge Spillovers from Renewable Energy Technologies - Lessons from Patent Citations, Den Haag 2013,
 Zitiert: *Noailly/Shestalova*, Knowledge Spillovers, 2013
- Novan, Kevin*, Valuing the Wind - Renewable Energy Policies and Air Pollution Avoided, American Economic Journal: Economic Policy 7 (2015), S. 291
- ONS, Acesso ao Sistema de Transmissão em 10 passos,
http://apps05.ons.org.br/integracao_sin/acesso_conexao/informacoes-basicas.html#info05,
 Abrufdatum: 02.09.2019
- ONS, Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN,
<http://betasindat.ons.org.br/ONS.SiteONS.Sindat/redirect.ashx>, Abrufdatum: 02.09.2019
- Ouertani, Wiam*, Umlagesysteme im Energierecht - Eine beihilferechtliche Bewertung unter besonderer Berücksichtigung der EEG-Umlage, Tübingen 2018,
 Zitiert: *Ouertani*, Umlagesysteme im Energierecht, 2018
- Overkamp, Philipp*, Europäisches Beihilfenrecht contra nationaler Klimaschutz - Ein Beitrag anlässlich des EEG-Urteils des EuG, EurUP 2016, S. 263
- Overkamp, Philipp/Brinkschmidt, Johannes*, Der Beihilfebegriff im Wandel: Die Entscheidung des EuGH zum EEG 2012 als Wendepunkt der "Beihilfepolitik", DÖV 21 2019, S. 868

- Pause, Fabian/Kahle, Markus*, Der Einfluss der EU-Kommission auf das EEG 2014 und EEG 2017, ER 2017, S. 55
- Pechstein, Matthias/Häde, Ulrich/Nowak, Carsten* (Hrsg.), Frankfurter Kommentar zu EUV, GRC und AEUV, Bd. 4, Tübingen 2017,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: Frankfurter Kommentar EUV/GRC/AEUV
- Pedro Jordão Salino, Energia Eólica no Brasil: Uma Comparação do PROINFA e dos Novos Leilões, Magisterarbeit, Rio de Janeiro 2011,
Zitiert: Pedro Jordão Salino, Energia Eólica no Brasil, 2011
- Pereira, Marcio Giannini/Camacho, Cristiane Farias/Freitas, Marcos Aurélio Vasconcelos/Silva, Neilton Fidelis da*, The renewable energy market in Brazil - Current status and potential, Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (2012), S. 3786
- Peter, Frank*, Warum war Windkraft bei den letzten Ausschreibungen nicht mehr erfolgreich?, 20.11.2018, <https://www.agora-energiewende.de/blog/warum-war-windkraft-bei-den-letzten-ausschreibungen-nicht-mehr-erfolgreich/>, Abrufdatum: 23.01.2019
- Pielow, Johann-Christian*, Die Energiewende auf dem Prüfstand des Verfassungs- und Europarechts, EurUP 2015, S. 150
- Plappert, Marie-Luise/Rudolph, Manuel/Vollmer, Carla*, hrsg. v. Umweltbundesamt, Auswirkungen von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen - Auswertung im Rahmen der UBA-Studie „Flächenanalyse Windenergie an Land“, 2019,
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-20_pp_mindestabstaende-windenergieanlagen.pdf, Abrufdatum: 14.01.2020,
Zitiert: *Plappert et al.*, Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen, 2019
- Porrúa, Fernando/Bezerra, Bernardo/Barroso, Luiz Augusto/Lino, Priscila/Ralston, Francisco/Pereira, Mario*, hrsg. v. IEEE, Wind power insertion through energy auctions in Brazil, 2010, <https://ieeexplore.ieee.org/document/5589751>, Abrufdatum: 18.07.2019,
Zitiert: *Porrúa et al.*, Wind power in Brazil, 2010
- Proelß, Alexander*, Europäische Energieunion und internationaler Klimaschutz: Konkurrenz oder Konvergenz?, EurUP 2019, S. 72
- Quentin, Jürgen*, hrsg. v. Fachagentur Windenergie an Land, Analyse der Ausbausituation der Windenergie an Land im Frühjahr 2019, April 2019, https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Fruehjahr_2019.pdf, Abrufdatum: 05.08.2019,
Zitiert: *Quentin*, Ausbausituation Windenergie, 2019
- Ragwitz, Mario/Held, Anne/Resch, Gustav/Faber, Thomas/Huber, Claus/Haas, Reinhard*, hrsg. v. Fraunhofer ISI, Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States, 2006, www.feed-in-cooperation.org/wDefault_7/wDefault_7/download-files/research/final-20report-20bmu_mon_res_eu.pdf, Abrufdatum: 20.08.2019,
Zitiert: *Ragwitz et al.*, Support Ee newable Electricity in the EU, 2006

- Ramsauer, Ulrich* (Hrsg.), *Verwaltungsverfahrensgesetz*, 19. Auflage, München 2018,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: *Kopp/Ramsauer VwVfG*
- Rego, Erik Eduardo*, *An Alternative Approach to Contracting Power - Lessons from the Brazilian Electricity Procurement Auctions Experience*, *The Electricity Journal* 26 (2013), S. 30
- Rego, Erik Eduardo*, *Proposta de Aperfeiçoamento da Metodologia dos Leilões de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado Aspectos Conceituais, Metodológicos e Suas Aplicações*, Dissertation, São Paulo 2012,
Zitiert: *Rego*, *Proposta de Aperfeiçoamento*, 2012
- Rego, Erik Eduardo*, *Aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia elétrica - A lição das usinas "botox"*, Rio de Janeiro, RJ 2009,
Zitiert: *Rego*, *Leilões de Energia Elétrica*, 2009
- REN21, *Renewables 2017 Global Status Report*, 2017, <http://www.ren21.net/gsr-2017/>, Abrufdatum: 05.08.2019,
Zitiert: *REN21*, *Renewables 2017 Global Status Report*, 2017
- Riedle, Julia*, *Überwachung der Offshore-Haftungsregelungen - Untersuchung zur Überwachung der Haftungs- und Kostenverteilungsregelungen für die Netzanbindung von Windenergieanlagen auf See*, Baden-Baden 2018,
Zitiert: *Riedle*, *Offshore-Haftungsregelungen*, 2018
- Sachs, Michael/Schmitz, Heribert* (Hrsg.), *Verwaltungsverfahrensgesetz*, 9. Auflage, München 2018,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: *Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG*
- Säcker, Franz Jürgen* (Hrsg.), *Berliner Kommentar zum Energierecht*, Bd. 1, Hb. 1, 4. Auflage, Frankfurt am Main 2019,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: *BerlKommEnR Bd. 1, Hb. 1*
- Säcker, Franz Jürgen* (Hrsg.), *Berliner Kommentar zum Energierecht*, Bd. 6, 4. Auflage, Frankfurt am Main 2018,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: *BerlKommEnR Bd. 6*
- Säcker, Franz Jürgen* (Hrsg.), *Münchener Kommentar europäisches und deutsches Wettbewerbsrecht*, Bd. 3, 2. Auflage, München 2018,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: *MüKo-VergabeR I Bd. 3*
- Säcker, Franz Jürgen/Arhold, Christoph/Blanck-Putz, Kathrin/Ciftci, Engin/Haslinger, Birgit/Holtmann, Clemens* (Hrsg.), *Münchener Kommentar - Europäisches und deutsches Wettbewerbsrecht*, Bd. 5, 2. Auflage, München 2018,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: *MüKoBeihilfenR, Bd. 5*
- Salje, Peter* (Hrsg.), *EEG 2017*, 8. Auflage, Köln 2017,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: *EEG*
- Santana, Paulo Henrique de Mello*, *Cost-effectiveness as energy policy mechanisms: The paradox of technology-neutral and technology-specific policies in the short and long term*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 58 2016, S. 1216

- Schaefer, Jan Philipp*, Zur beihilferechtlichen Relevanz der EEG-Umlage - Anmerkung zum Urteil des EuG vom 10.5.2016 – Rs. T-47/15, EurUP 2016, S. 244
- Schmidt-Preuß, Matthias*, Das EuG-Urteil zum EEG 2012: Kein Hemmnis für die Energiewende, EurUP 2016, S. 251
- Schneider, Jens-Peter*, Verfassungs- und europarechtliche Risiken einer Privilegierung stromintensiver Industrien im Rahmen des Belastungsausgleichs nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz, ZNER 2003, S. 93
- Schneider, Jens-Peter*, Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation - Eine vergleichende Untersuchung zur Reform des britischen, US-amerikanischen, europäischen und deutschen Energierechts, Baden-Baden 1999,
Zitiert: *Schneider*, Liberalisierung der Stromwirtschaft durch regulative Marktorganisation, 1999
- Schneider, Jens-Peter/Theobald, Christian* (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft - Praxishandbuch, 4. Auflage, München 2013,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: Schneider/Theobald (Hrsg.), EnWR
- Scholtka, Boris*, Anmerkung zum Urteil, EuZW 2019, 425 2019, S. 425
- Scholtka, Boris/Trottmann, Christian*, Das EEG (2012) ist keine Beihilfe - Ein Blick zurück nach vorne, ER 2019, S. 91
- Schulz, Thomas/Möller, Beatrice*, Pilot des EEG-Systemwechsels - die FFAV - Die Ausschreibung der finanziellen Förderung für Solar-Freiflächenanlagen, ER 2015, S. 87
- Schwarze, Jürgen/Becker, Ulrich/Hatje, Armin/Schoo, Johann* (Hrsg.), EU-Kommentar, 4. Auflage, Baden-Baden u. a. 2019,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: Schwarze, EU-Kommentar
- Schwarzenberg, Lars/Ruß, Sylvia*, Die Windenergieerlasse der Länder – Überblick und neue Entwicklungen, ZUR 2016, S. 278
- Seale, Clive/Gobo, Giampietro/Gubrium, Jaber F.* (Hrsg.), Qualitative research practice, London 2005,
Zitiert: *Bearbeiter*, in: Seale, et al. (Hrsg.), Qualitative research practice
- Silva, Neilton Fidelis da/Rosa, Luiz Pinguelli/Freitas, Marcos Aurélio Vasconcelos/Pereira, Marcio Giannini*, Wind energy in Brazil - From the power sector's expansion crisis model to the favorable environment, Renewable and Sustainable Energy Reviews 22 (2013), S. 686
- Skeie, Ragnhild B./Fuglestad, Jan/Berntsen, Terje/Peters, Glen P./Andrew, Robbie/Allen, Myles/Kallbekken, Steffen*, Perspective has a strong effect on the calculation of historical contributions to global warming, Environmental Research Letters 12 (2017), S. 24022
- Soltész, Ulrich/Schilling, Simona*, Europäisches Wettbewerbsrecht und Politik – ein unzertrennliches Paar?, EuZW 2016, S. 767
- Stein, Jeremy C.*, Efficient Capital Markets, Inefficient Firms - A Model of Myopic Corporate Behavior, The Quarterly Journal of Economics 104 (1989), S. 655

- Steinhilber, Simone/Soysal, Emilie Rosenlund*, hrsg. v. Aures, Secondary objectives in auctions, 01.10.2016,
https://orbit.dtu.dk/files/131993848/policy_memo_1_secondary_objectives_251016.pdf, Ab-
 rufdatum: 31.07.2019,
 Zitiert: *Steinhilber/Soysal*, Secondary objectives in auctions, 2016
- Stöbener de Mora, Patricia*, Anmerkung zum Urteil des EuGH, NVwZ 2019, S. 633
- Stöbener de Mora, Patricia*, Das Urteil des EuG zum Beihilfecharakter des EEG 2012, EuZW 2016, S. 539
- Streinz, Rudolf* (Hrsg.), EUV/AEUV, 3. Auflage, München 2018,
 Zitiert: *Bearbeiter*, in: Streinz EUV/AEUV
- Stumpf, Gerrit Hellmuth*, Kommissionsleitlinien als Instrument zur Durchsetzung einer europäi-
 schen Energieumweltpolitik? - Zugleich ein Beitrag zur Einordnung privater Finanzmittel als
 Beihilfe i.S.d. Art. 107 Abs. 1 AEUV am Beispiel der EEG-Umlage, EurUP 2016, S. 221
- The Global Carbon Project, Global Carbon Atlas, [http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-](http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions)
 emissions, Abrufdatum: 30.08.2019
- Tietjen, Oliver/Amazo Blanco, Ana Lucia/Pfefferle, Tim*, hrsg. v. GIZ, Renewable energy auctions:
 Goal-oriented policy design, 2015,
[https://www.researchgate.net/profile/Ana_Amazo/publication/279183731_Renewable_energ
 y_auctions_Goal-oriented_policy_design/links/558d032708aee43bf6ae52e4/Renewable-
 energy-auctions-Goal-oriented-policy-design.pdf?origin=publication_detail](https://www.researchgate.net/profile/Ana_Amazo/publication/279183731_Renewable_energy_auctions_Goal-oriented_policy_design/links/558d032708aee43bf6ae52e4/Renewable-energy-auctions-Goal-oriented-policy-design.pdf?origin=publication_detail), Abrufda-
 tum: 18.07.2019,
 Zitiert: *Tietjen et al.*, Renewable Energy Auctions, 2015
- Tolmasquim, Mauricio Tiomno*, Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceâni-
 ca, Rio de Janeiro 2016,
 Zitiert: *Tolmasquim*, Energia Renovável, 2016
- Tolmasquim, Mauricio Tiomno*, Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, 2. Auflage, Rio de
 Janeiro 2015,
 Zitiert: *Tolmasquim*, Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, 2015
- Trifunovic, Dejan/Ristic, Bojan*, Multi-unit auctions in the procurement of electricity, Economic an-
 nals 58 (2013), S. 47
- Umweltbundesamt, Kipp-Punkte im Klimasystem - Welche Gefahren drohen?, 2008,
<https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3283.pdf>, Ab-
 rufdatum: 30.08.2019,
 Zitiert: Umweltbundesamt, Kipp-Punkte im Klimasystem, 2008
- Viana, Alexandre G./Parente, Virginia*, A Experiência Brasileira de Incentivo a Expansão das Fon-
 tes Renováveis por meio de Leilões de Energia Elétrica, Revista Brasileira de Energia 16
 (2010), S. 21
- Viana, Alexandre G./Ramos, Dorel Soares*, Outcomes from the first large-scale solar PV auction in
 Brazil, Renewable and Sustainable Energy Reviews 91 (2018), S. 219

- Viana, Alexandre Guedes*, Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil, Dissertation, São Paulo 2018,
Zitiert: *Viana*, Leilões como mecanismo alocativo, 2018
- Wende, Susanne*, Die einheitliche Auslegung von Beihilfen- und Vergaberecht als Teilgebiete des europäischen Wettbewerbsrechts, Frankfurt am Main 2011,
Zitiert: *Wende*, Einheitliche Auslegung von Beihilfen- und Vergaberecht, 2011
- Wigand, Fabian/Förster, Sonja/Amazo, Ana/Tiedemann, Silvana*, hrsg. v. Aures, Auctions for Renewable Energy Support: Lessons Learnt from International Experiences, 2016,
http://auresproject.eu/sites/aures.eu/files/media/documents/aures_wp4_synthesis_report.pdf, Abrufdatum: 02.09.2019,
Zitiert: *Wigand et al.*, Auctions for Renewable Energy, 2016
- Winkler, Jenny/Magosch, Magdalena/Ragwitz, Mario*, Effectiveness and efficiency of auctions for supporting renewable electricity – What can we learn from recent experiences?, Renewable Energy 119 (2018), S. 473
- Wustlich, Guido/Müller, Dominik*, Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 - Eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration, ZNER 2011, S. 380
- Zweigert, Konrad/Kötz, Hein*, Einführung in die Rechtsvergleichung - Auf dem Gebiete des Privatrechts, 3. Auflage, Tübingen 1996,
Zitiert: *Zweigert/Kötz*, Einführung in die Rechtsvergleichung, 1996

Annex

Annex I – Datenblätter zu untersuchten Auktionen

1. Auktion Nr. 13

Auktion Nr. 13 – LER 12/2013 – LER 2°				
Auktionsdesign				
Datum: 14.12.2009		Nominelle Vorlaufzeit: 3 Jahre ¹³¹⁷	Verordnungen: Portaria MME N° 147/2009 Portaria MME N° 366/2009	
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Windkraft		
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %		Zugelassene Kapazität
	Windkraft	100 %		10.005
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Leistung in MWm	Durchschn. Zuschlagspreis
	Windkraft	100 %	1.8056 MWm	148,33 R\$

¹³¹⁷ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

2. Auktion Nr. 17

Auktion Nr. 17 – LER 08/2010 – LER 3°		
Auktionsdesign		
Datum: 25.08.2010	Nominelle Vorlaufzeit: 3 Jahre ¹³¹⁸	Verordnungen Portaria MME N° 55/2010 Portaria MME N° 483/2010
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Kleine Wasserkraftwerke
	Gruppe 2	Biomasse
	Gruppe 3	Windkraft
Verteilungsschlüssel ¹³¹⁹	<p>In den ersten beiden Phasen wird Biomasse für die Jahre 2011 und 2012 auktioniert.</p> <p>(7) $QTDEM3 = \min\left[QTDES3; \left(\frac{QTO3}{PD3}\right)\right]$</p> <p>(8) $QTDES3 = QDESB3 + QDES3 + QDESH3$</p> <p>(9) $QTO3 = QOFB3 + QOFE3 + QOFH3$</p> <p>(10) $QDEMB3 = \min\left[QTDEM3 * \left(\frac{QDESB3}{QTDES3}\right); \left(\frac{QOFB3}{PD3}\right)\right]$</p> <p>(11) $QDEME3 = \min\left[QTDEM3 * \left(\frac{QDESE3}{QTDES3}\right); \left(\frac{QOFE3}{PD3}\right)\right]$</p> <p>(12) $QDEMH3 = \min\left[QTDEM3 * \left(\frac{QDESH3}{QTDES3}\right); \left(\frac{QOFH3}{PD3}\right)\right]$</p>	
	<p>QTDEM3 – Insgesamt zu versteigernde Leistung (für 3. Phase)</p> <p>QTDES3 – Angestrebte zu versteigernde Leistung (für 3. Phase)</p> <p>QTO3 – Summe abgegebener Gebote (für 3. Phase)</p> <p>PD3 – Konkurrenzparameter insgesamt (für 3. Phase)</p> <p>QDESB3 – Gewünschte zu versteigernde Leistung für Biomasse (für 3. Phase)</p> <p>QDESE3 – Gewünschte zu versteigernde Leistung für Windkraft (für 3. Phase)</p> <p>QDESH3 – Gewünschte zu versteigernde Leistung für kleine Wasserkraft (für 3. Phase)</p> <p>QOFB3 – In der ersten Auktionsrunde abgegebenen Gebote für Biomasse (für 3. Phase)</p> <p>QOFE3 – In der ersten Auktionsrunde abgegebenen Gebote für Windkraft (für 3. Phase)</p>	

¹³¹⁸ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³¹⁹ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

	QOFH3 – In der ersten Auktionsrunde abgegebenen Gebote für kleine Wasserkraft (für 3. Phase) QDEMB3 – Zu versteigernde Leistung Gruppe Biomasse (für 3. Phase) QDEME3 – Zu versteigernde Leistung Gruppe Windkraft (für 3. Phase) QDEMH3 – Zu versteigernde Leistung Gruppe kleine Wasserkraft (für 3. Phase)			
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %		Zugelassene Kapazität
	Biomasse	22 %		2.375 MW
	Windkraft	76 %		8.202 MW
	Kleine Wasserkraft	2 %		168 MW
Auktionsergebnis (1.-3. Phase)	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Biomasse	38 %	168,3 MWm	146,21 R\$
	Windkraft	57 %	255,1 MWm	122,87 R\$
	Kleine Wasserkraft	5 %	21,7 MWm	131,59 R\$
Auktionsergebnis (3. Phase)	Biomasse	18 %	62,1 MWm	134,22 R\$
	Windkraft	75 %	255,1 MWm	122,87 R\$
	Kleine Wasserkraft	6 %	21,7 MWm	131,59 R\$

3. Auktion Nr. 18

Auktion Nr. 18 – LFA 08/2015 – LFA 2°				
Auktionsdesign				
Datum:26.08.2010		Nominelle Vorlaufzeit: 3 Jahre ¹³²⁰	Verordnungen: Portaria MME N° 555/2010 Portaria MME N° 565 /2010	
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Kleine Wasserkraftwerke		
	Gruppe 2	Biomasse; Windkraft		
Verteilungsschlüssel ¹³²¹	$(2) QTD = \min \left[(QTDEC); \left(\frac{QTO}{PD} \right) \right]$ $(3) QTO = QOPD + QOPQ$ $(4) QDPD = QTD \times \frac{QOPD}{QTO}$ $(5) QDPQ = QTD \times \frac{QOPQ}{QTO}$			
	QTD – Insgesamt zu versteigernde Leistung QTDEC – Von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung QTO – Summe abgegebener Gebote PD – Konkurrenzparameter QOPD – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2 QOPQ – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1 QDPD – Zu versteigernde Leistung Gruppe 2 QDPQ – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1			
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %	Zugelassene Kapazität	
	Kleine Wasserkraft	3 %	287 MW	
	Windkraft	80 %	8.304 MW	
	Biomasse	18%	1.824 MW	
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Kleine Wasserkraft	7 %	48,1 MWm	146, 47 R\$

¹³²⁰ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³²¹ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

	Windkraft	90 %	643,9 MWm	134,46 R\$
	Biomasse	3 %	22,3 MWm	137,92 R\$

4. Auktion Nr. 20

Auktion Nr. 20 – LEN 08/2011 – LEN 12°					
Auktionsdesign					
Datum: 17.08.2011		Nominelle Vorlaufzeit: 3 Jahre ¹³²²	Verordnungen: Portaria MME N° 113/2011 Portaria MME N° 299/2011		
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasser			
	Gruppe 2	Biomasse; Gas; Windkraft			
Verteilungsschlüssel ¹³²³	$(2) QTD = \min \left[(QTDEC); \left(\frac{QTO}{PD} \right) \right]$ $(3) QTO = QOPD + QOPQ$ $(4) QDPD = QTD \times \frac{QOPD}{QTO}$ $(5) QDPQ = QTD \times \frac{QOPQ}{QTO}$				
	QTDEC – Von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung QTO – Summe abgegebener Gebote PD – Konkurrenzparameter QOPD – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2 QOPQ – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1 QDPD – Zu versteigernde Leistung Gruppe 2 QDPQ – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1				
Auktionsergebnis					
Technische Zulassung erhalten ¹³²⁴	Technologie	Anteil in %	Zugelassene Kapazität		
	Wasserkraft	6 %	893 MW		
	Biomasse	20 %	2.750 MW		
	Gas	31 %	4.388 MW		
	Wind	43%	6.052 MW		
Auktionsergebnis		Technologie	Anteil	Bezuschlagte	Durchschn.

¹³²² Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³²³ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

¹³²⁴ In der Veröffentlichung der Statistik zur technischen Zulassung sind die Anlagen für die Auktionen Nr. 20 und 21 addiert worden, da die Zulassung für beide Auktionen gegolten hat.

		in %	Leistung	Zuschlagspreis
	Wasserkraft	14 %	209,3 MWm	102 R\$
	Biomasse	4 %	58,1 MWm	102,27 R\$
	Gas	56 %	866,4 MWm	103,32 R\$
	Wind	27 %	410 MWm	99,38 R\$

5. Auktion Nr. 21

Auktion Nr. 21 – LER 08/2011 – LER 4°				
Auktionsdesign				
Datum: 18.08.2011		Nominelle Vorlaufzeit: 3 Jahre ¹³²⁵	Verordnungen: Portaria MME N° 113/2011 Portaria MME N° 197/2011	
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Biomasse; Wind		
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten: siehe Zulassung zur Auktion Nr. 20				
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Biomasse	8 %	38,3 MWm	99,66 R\$
	Wind	92 %	422,1 MWm	99,58 R\$

¹³²⁵ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

6. Auktion Nr. 22

Auktion Nr. 22 – LEN 12/2011 – LEN 13°		
Auktionsdesign		
Datum: 20.12.2011	Nominelle Vorlaufzeit: 5 Jahre ¹³²⁶	Verordnungen: Portaria MME N° 514/2011 Portaria MME N° 566/2011
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasser
	Gruppe 2	Biomasse; Gas; Windkraft
Verteilungsschlüssel ¹³²⁷	$(2) QTD = \min\left[QTDEC; \left(\frac{QTO}{PD1}\right)\right]$ $(3) QTO = QOPD + QOPQ$ <p style="text-align: center;"><i>Wenn $QOPQ \leq QOPD$:</i></p> $(4) QDPQ = \min\left[QTD * \max\left(\frac{QOPQ}{QTO}; PD2\right); \frac{QOPQ}{PD1}\right]$ $(5) QDPD = \max\left\{QTD * \min\left[\frac{QOPD}{QTO}; (1 - PD2)\right]; (QTD - QDPQ)\right\}$ <p style="text-align: center;"><i>Wenn $QOPQ > QOPD$:</i></p> $(6) QDPQ = \max\left\{QTD * \min\left[\frac{QOPD}{QTO}; (1 - PD2)\right]; (QTD - QDPQ)\right\}$ $(7) QDPD = \min\left[QTD * \max\left(\frac{QOPD}{QTO}; PD2\right); \left(\frac{QOPD}{PD1}\right)\right]$ $(11) 0 < PD2 < 0,5$	
	<p>QTD – Insgesamt zu versteigernde Leistung QTDEC – Von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung QTO – Summe abgegebener Gebote PD1 – Konkurrenzparameter 1 QOPD – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2 QOPQ – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1 QDPD – Zu versteigernde Leistung Gruppe 2</p>	

¹³²⁶ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³²⁷ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

	QDPQ – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1			
	PD2 – Konkurrenzparameter 2			
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %		Zugelassene Kapazität
	Wasserkraft	9 %		535 MW
	Biomasse	10 %		602 MW
	Gas	0 %		0 MW
	Windkraft	81 %		5149 MW
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Wasserkraft	15 %	81,8 MWm	91,20 R\$
	Biomasse	3 %	18 MWm	99,23 R\$
	Windkraft	82 %	452,4 MWm	105,53 R\$

7. Auktion Nr. 23

Auktion Nr. 23 – LEN 12/2012 – LEN 15°				
Auktionsdesign				
Datum: 14.12.2012		Nominelle Vorlaufzeit: 5 Jahre ¹³²⁸	Verordnungen: Portaria MME N° 136/2012	
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasserkraft		
	Gruppe 2	Biomasse; Gas; Wind		
Verteilungsschlüssel ¹³²⁹		Identisch mit Auktion Nr. 22		
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %	Zugelassene Kapazität	
	Wasserkraft	10 %	1.351 MW	
	Biomasse	4 %	538 MW	
	Gas	3 %	368 MW	
	Wind	84 %	11.879 MW	
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Wasserkraft	49,83 % ¹³³⁰	150,6 MWm	88,66 R\$
	Windkraft	50,17 %	MWm	87,98 R\$

¹³²⁸ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³²⁹ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

¹³³⁰ In diesem Fall werden die beiden ersten Dezimalstellen mit angegeben, da sie für die Interpretation des Ergebnisses eine Rolle spielen.

8. Auktion Nr. 25

Auktion Nr. 25 – LEN 08/2013 – LEN 16°		
Auktionsdesign		
Datum: 29.08.2013	Nominelle Vorlaufzeit: 5 Jahre ¹³³¹	Verordnungen: Portaria MME N° 137/2013 Portaria MME N° 213/2013
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasserkraft
	Gruppe 2	Biomasse; Kohle; Gas
Verteilungsschlüssel ¹³³²	<u>1. Phase für vorgegebene Wasserkraftprojekte</u> (Art. 5, § 4°, VIII Portaria MME N° 213/2013) (1) $QDPF = QTDEC * PDPF$ (2) $0 < PDPF \leq 1$	
	<u>2. Phase für alle übrigen zugelassenen Anlagen</u> (Art. 6, § 2°, VI Portaria MME N° 213/2013) (1) $QAPF = \min(QDPF; QTOPF)$ (2) $QDSF = \min[\max(QTDEC - QAPF; 0); \frac{QTO}{PD1}]$ (3) $QTO = QOPD + QOPQ$ Wenn $QOPQ \leq QOPD$: (4) $QDPQ = \min \left[QTD * \max \left(\frac{QOPQ}{QTO}; PD2 \right); \frac{QOPQ}{PD1} \right]$ (5) $QDPD = \max \left\{ QTD * \min \left[\frac{QOPD}{QTO}; (1 - PD2) \right]; (QTD - QDPQ) \right\}$ Wenn $QOPQ > QOPD$: (6) $QDPQ = \max \left\{ QTD * \min \left[\frac{QOPD}{QTO}; (1 - PD2) \right]; (QTD - QDPQ) \right\}$ (7) $QDPD = \min \left[QTD * \max \left(\frac{QOPD}{QTO}; PD2 \right); \frac{QOPD}{PD1} \right]$	

¹³³¹ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³³² Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

	(11) $0 < PD2 < 0,5$			
	QDPF – Zu versteigernde Leistung 1. Phase QTDEC – Von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung PDPF – Konkurrenzparameter für 1. Phase QAPF – In der 1. Phase bezuschlagte Leistung QTOPF – Summe der in der letzten Runde der 1. Phase abgegebenen Gebote QDSF – Zu versteigernde Leistung 2. Phase QTO – Summe abgegebener Gebote PD1 – Konkurrenzparameter 1 (2. Phase) QOPD – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2 QOPQ – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1 QDPD – Zu versteigernde Leistung Gruppe 2 QDPQ – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1 PD2 – Konkurrenzparameter 2 (2. Phase)			
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %	Zugelassene Kapazität	
	Wasserkraft	22 %	776 MW	
	Biomasse	26 %	919 MW	
	Gas	0 %	0 MW	
	Kohle	52 %	1.840 MW	
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Wasserkraft	46 %	316 MWm	124,65 R\$
	Biomasse	54 %	374,8 MWm	134,66 R\$

9. Auktion Nr. 26

Auktion Nr. 26 – LEN 11/2013 – LEN 17°				
Auktionsdesign				
Datum: 18.11.2013		Nominelle Vorlaufzeit: 3 Jahre ¹³³³	Verordnungen: Portaria MME N° 226/2013 Portaria MME N°325/2013	
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasserkraft		
	Gruppe 2	Biomasse; Gas; Solar, Windkraft		
Verteilungsschlüssel ¹³³⁴		Identisch mit Auktion Nr. 22		
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %	Zugelassene Kapazität	
	Wasserkraft	2 %	190 MW	
	Biomasse	3 %	266 MW	
	Gas	0 %	0 MW	
	Solar	8 %	813 MW	
	Windkraft	88%	9.191 MW	
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Windkraft	100 %	332,5 MWm	124,45 R\$

¹³³³ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³³⁴ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

10. Auktion Nr. 27

Auktion Nr. 27 – LEN 12/2013 – LEN 18°		
Auktionsdesign		
Datum: 13.12.2013	Nominelle Vorlaufzeit: 5 Jahre ¹³³⁵	Verordnungen: Portaria MME N°234/2013 Portaria MME N°355/2013
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasserkraft
	Gruppe 2	Biomasse; Gas; Kohle
	Gruppe 3	Solar; Windkraft
Verteilungsschlüssel ¹³³⁶	<p><u>1. Phase für vorgegebene Wasserkraftprojekte</u> (Art. 5, § 4°, VIII Portaria MME N°355/2013)</p> <p>(1) $QDPF = \frac{QTDEC}{l} * PDPF$</p> <p>(2) $0 < PDPF \leq 1$</p>	
	<p><u>2. Phase für alle zugelassenen Anlagen</u> (Art. 6, § 2°, IV Portaria MME N°355/2013)</p> <p>(1) $QDSF = \min \left[\max(QTDEC - QAPF; 0); \left(\frac{QTO}{PD1} \right) \right]$</p> <p>(2) $QTO = QOPQ + QOPDTE + QOPDES$</p> <p>(3) $QDPQ = \left[QDSF * \max \left(\frac{QOPQ}{QTO}; PD2 \right); \left(\frac{QOPQ}{PD1} \right) \right]$</p> <p>(4) $QDPDTE = \min \left[QDSF * \max \left(\frac{QOPDTE}{QTO}; PD3 \right); \left(\frac{QOPDTE}{PD1} \right) \right]$</p> <p>(5) $QDPDES = \max \left\{ QDSF \right.$ $\quad * \min \left[\frac{QOPDES}{QTO}; \left(1 - \max \left(\frac{QOPQ}{QTO}; PD2 \right) \right) \right.$ $\quad \left. \left. - \max \left(\frac{QOPDTE}{QTO}; PD3 \right) \right] \right\}; (QDSF - QDPQ$ $\quad \left. - QDPDTE) \right\}$</p> <p>(9) $1 < FR < PD1$</p> <p>(10) $0 \leq PD2 + PD3 \leq 1$</p>	
	QDPF – Zu versteigernde Leistung 1. Phase	

¹³³⁵ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³³⁶ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

	<p>QTDEC – Von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung I – Wert des Gebots in MWm PDPF – Konkurrenzparameter für 1. Phase QDSF - Zu versteigernde Leistung 2. Phase QAPF – In der 1. Phase bezuschlagte Leistung QTO – Summe abgegebener Gebote PD1 – Konkurrenzparameter 1 (2. Phase) QOPQ – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1 QOPDTE - In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2 QOPDES - In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 3 QDPQ – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1 PD2 – Konkurrenzparameter 2 (2. Phase) QDPDTE - Zu versteigernde Leistung Gruppe 2 PD3 – Konkurrenzparameter 3 (2. Phase) QDPDES - Zu versteigernde Leistung Gruppe 3</p>			
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %	Zugelassene Kapazität	
	Wasserkraft	8 %	1.638 MW	
	Biomasse	3 %	593 MW	
	Gas	6 %	1.238 MW	
	Kohle	10 %	2.140 MW	
	Windkraft	63 %	13.287 MW	
	Solar	11 %	2.234 MW	
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Wasserkraft	33 %	525,7 MWm	134,14 R\$
	Biomasse	5 %	84,2 MWm	134,00 R\$
	Windkraft	62 %	989,6 MWm	119,08 R\$

11. Auktion Nr. 28

Auktion Nr. 28 – LEN 06/2014 – LEN 19°		
Auktionsdesign		
Datum: 06.06.2014	Nominelle Vorlaufzeit: 3 Jahre ¹³³⁷	Verordnungen: Portaria MME N°31/2014 Portaria MME N° 325/13
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasserkraft
	Gruppe 2	Biomasse; Gas; Solar; Windkraft
Verteilungsschlüssel ¹³³⁸	<p>(1) $QTD = \min\left[QTDEC; \left(\frac{QTO}{PD1}\right)\right]$</p> <p>(2) $QTO = QOPD + QOPQ$</p> <p>(3) Wenn $QOPQ \leq QOPD$:</p> <p>(A) $QDPQ = \min\left[QTD * \max\left(\frac{QOPQ}{QTO}; PD2\right); \frac{QOPQ}{PD1}\right]$</p> <p>(B) $QDPD = \max\left\{QTD * \min\left[\frac{QOPD}{QTO}; (1 - PD2)\right]; (QTD - QDPQ)\right\}$</p> <p>(4) Wenn $QOPQ > QOPD$:</p> <p>(A) $QDPQ = \max\left\{QTD * \min\left[\frac{QOPD}{QTO}; (1 - PD2)\right]; (QTD - QDPQ)\right\}$</p> <p>(B) $QDPD = \min\left[QTD * \max\left(\frac{QOPD}{QTO}; PD2\right); \left(\frac{QOPD}{PD1}\right)\right]$</p> <p>(8) $0 < PD2 < 0,5$</p>	
	<p>QTD – Insgesamt zu versteigernde Leistung</p> <p>QTDEC – Von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung</p> <p>QTO – Summe abgegebener Gebote</p> <p>PD1 – Konkurrenzparameter 1</p> <p>QOPD – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2</p> <p>QOPQ – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1</p> <p>QDPD – Zu versteigernde Leistung Gruppe 2</p>	

¹³³⁷ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³³⁸ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

	QDPQ – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1 PD2 – Konkurrenzparameter 2			
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %		Zugelassene Kapazität
	Wasserkraft	9 %		653 MW
	Biomasse	3 %		198 MW
	Windkraft	88 %		6.159 MW
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Wasserkraft	33 %	129,6 MWm	121,00 R\$
	Windkraft	67 %	265,6 MWm	130,05 R\$

12. Auktion Nr. 29

Auktion Nr. 29 – LER 10/2014 – LER 6°		
Auktionsdesign		
Datum: 31.10.2014	Nominelle Vorlaufzeit: 3 Jahre ¹³³⁹	Verordnungen: Portaria MME N° 236/2014 Portaria MME N° 377/2014
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Biomasse
	Gruppe 2	Solar
	Gruppe 3	Windkraft
Verteilungsschlüssel ¹³⁴⁰	$(1) QTDEM = \min \left[QTDETR; \left(\frac{QTO}{PD} \right) \right]$ $(2) QTO = QOPSOL + QOPBIO + QOPEOL$ $(3) QTDSOL + QTDBIO \leq QTDETR$ $(4) QDPSOL = \min \left[QTDSOL; \left(\frac{QOPSOL}{PD} \right) \right]$ $(5) QDPBIO = \min \left[QTDBIO; \left(\frac{QOPBIO}{PD} \right) \right]$ $(6) QDPEOL = \min \left[\max(QTDEM - QDPSOL - QDPBIO; 0); \left(\frac{QOPEOL}{PD} \right) \right]$ $(10) 1 < FR < PD$	
	QTDEM – Insgesamt zu versteigernde Leistung QTDETR – Insgesamt angestrebte zu versteigernde Leistung QTO – Summe abgegebener Gebote PD - Konkurrenzparameter QOPSOL – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2 QOPBIO – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1 QOPEOL – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 3 QTDSOL – Angestrebte zu versteigernde Leistung Gruppe 2 QTDBIO – Angestrebte zu versteigernde Leistung Gruppe 1 QDPSOL – Zu versteigernde Leistung Gruppe 2 QDPBIO – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1 QDPEOL – Zu versteigernde Leistung Gruppe 3	

¹³³⁹ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³⁴⁰ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

Auktionsergebnis				
Technische Zulassung wurde für diese Auktion nicht veröffentlicht.				
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Solar	38 %	202,1 MWm	215,53 R\$
	Windkraft	62 %	333,2 MWm	142,31 R\$

13. Auktion Nr. 30

Auktion Nr. 30 – LEN 11/2014 – LEN 20°		
Auktionsdesign		
Datum:	Nominelle Vorlaufzeit: 5 Jahre ¹³⁴¹	Verordnungen: Portaria MME N° 169/2014 Portaria MME N° 203/2014
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasserkraft
	Gruppe 2	Biomasse; Gas; Kohle
	Gruppe 3	Windkraft; Solar
Verteilungsschlüssel ¹³⁴²	<p><u>1. Phase für vorgegebene Wasserkraftprojekte</u> (Art. 5, § 4°, VIII Portaria MME N°203/2014)</p> <p>(1) $QDPF = \frac{QTDEC}{l} * PDPF$</p> <p>(2) $0 < PDPF \leq 1$</p> <p><u>2. Phase für alle zugelassenen Anlagen</u> (Art.6, § 2°, IV Portaria MME N°203/2014)</p> <p>(1) $QDSF = \min \left[\max(QTDEC - QAPF; 0); \left(\frac{QTO}{PD1} \right) \right]$</p> <p>(2) $QTO = QOPQ + QOPDTE + QOPDES$</p> <p>(3) $QDPQ = \left[QDSF * \max \left(\frac{QOPQ}{QTO}; PD2 \right); \left(\frac{QOPQ}{PD1} \right) \right]$</p> <p>(4) $QDPDTE = \min \left[QDSF * \max \left(\frac{QOPDTE}{QTO}; PD3 \right); \left(\frac{QOPDTE}{PD1} \right) \right]$</p> <p>(5) $QDPDES = \max \left\{ QDSF \right.$ $\quad * \min \left[\frac{QOPDES}{QTO}; \left(1 - \max \left(\frac{QOPQ}{QTO}; PD2 \right) \right) \right.$ $\quad \left. \left. - \max \left(\frac{QOPDTE}{QTO}; PD3 \right) \right] \right\}; (QDSF - QDPQ$ $\quad \left. - QDPDTE) \right\}$</p> <p>(9) $1 < FR < PD1$</p> <p>(10) $0 \leq PD2 + PD3 \leq 1$</p>	
	QDPF – Zu versteigernde Leistung 1. Phase	

¹³⁴¹ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³⁴² Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

	<p>QTDEC – Von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung I – Wert des Gebots in MWm PDPF – Konkurrenzparameter für 1. Phase QDSF - Zu versteigernde Leistung 2. Phase QAPF – In der 1. Phase bezuschlagte Leistung QTO – Summe abgegebener Gebote PD1 – Konkurrenzparameter 1 (2. Phase) QOPQ – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1 QOPDTE - In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2 QOPDES - In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 3 QDPQ – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1 PD2 – Konkurrenzparameter 2 (2. Phase) QDPDTE - Zu versteigernde Leistung Gruppe 2 PD3 – Konkurrenzparameter 3 (2. Phase) QDPDES - Zu versteigernde Leistung Gruppe 3</p>			
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %		Zugelassene Kapazität
	Wasserkraft	3 %		830 MW
	Biomasse	5 %		1.353 MW
	Gas	14 %		4.142 MW
	Kohle	13 %		3.890 MW
	Wind	48 %		14.155 MW
	Solar	17%		4.872 MW
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Wasserkraft	0,8 %	23,7 MWm	161,97 R\$
	Biomasse	11 %	309,7 MWm	202,34 R\$
	Gas	62 %	1.699,5 MWm	205,50 R\$
	Kohle	11 %	294,5 MWm	201,98 R\$
	Wind	15 %	415,1 MWm	136,05 R\$

14. Auktion Nr. 31

Auktion Nr. 31 – LFA 04/2015 – LFA 03°		
Auktionsdesign		
Datum: 27.04.2015	Nominelle Vorlaufzeit: 2 bzw. 3 Jahre ¹³⁴³	Verordnungen: Portaria MME N° 39/2015
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Biomasse
	Gruppe 2	Windkraft
Verteilungsschlüssel ¹³⁴⁴	In den ersten beiden Phasen wird Biomasse mit einer Vorlaufzeit bis zum Jahr 2016 prioritär versteigert.	
	<p>(1) $QDTF = \min \left[\frac{QTDECTF}{l} + \max \left(\frac{QTDECPF}{l} - QAPF; 0 \right); \left(\frac{QTOTF}{PD1} \right) \right]$</p> <p>(2) $QTOTF = QOPB + QOPE$</p> <p>(3) Wenn $QOPB \leq QOPE$:</p> <p>(A) $QDPB = \min \left[QDTF * \max \left(\frac{QOPB}{QTOTF}; PD2 \right); \frac{QOPB}{PD1} \right]$</p> <p>(B) $QDPE = \max \left\{ QDTF * \min \left[\frac{QOPE}{QTOTF}; (1 - PD2) \right]; (QDTF - QDPB) \right\}$</p> <p>(4) Wenn $QOPB > QOPE$:</p> <p>(A) $QDPB = \max \left\{ QDTF * \min \left[\frac{QOPB}{QTOTF}; (1 - PD2) \right]; (QDTF - QDPE) \right\}$</p> <p>(B) $QDPE = \min \left[QDTF * \max \left(\frac{QOPE}{QTOTF}; PD2 \right); \left(\frac{QOPE}{PD1} \right) \right]$</p> <p>(7) $1 < FRTF < PD1$</p> <p>(8) $0 < PD2 < 1,0$</p>	
		QDTF – Insgesamt zu versteigernde Leistung (3. Phase)

¹³⁴³ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³⁴⁴ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

	QTDECPT – Von den Stromversorgungsunternehmen für die 3. Phase angeforderte Leistung QTDECPF – Von den Stromversorgungsunternehmen für die 1. und 2. Phase angeforderte Leistung QAPF – In der 1. und 2. Phase bezuschlagte Leistung PD1 – Konkurrenzparameter 1 QTOTF – Summe abgegebener Gebote (3. Phase) PD1 – Konkurrenzparameter 1 QOPB – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1 QOPE – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2 QDPB – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1 QDPE – Zu versteigernde Leistung Gruppe 2 PD2 – Konkurrenzparameter 2			
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %	Zugelassene Kapazität	
	Biomasse	65 %	323 MW	
	Windkraft	35 %	172 MW	
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Biomasse	69 %	67,2 MWm	210,33 R\$
	Windkraft	31 %	29,7 MWm	177,47 R\$

15. Auktion Nr. 32

Auktion Nr. 32 – LEN 04/2015 – LEN 21°		
Auktionsdesign		
Datum:30.04.2015	Nominelle Vorlaufzeit: 5 Jahre ¹³⁴⁵	Verordnungen: Portaria MME N° 653/2014 ¹³⁴⁶
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasserkraft
	Gruppe 2	Biomasse; Gas; Kohle
Verteilungsschlüssel ¹³⁴⁷	<u>1. Phase für vorgegebene Wasserkraftprojekte</u>	
	<p>(1) $QDPF = \frac{QTDEC}{l} * PDPF$</p> <p>(2) $0 < PDPF \leq 1$</p> <p><u>2. Phase für alle zugelassenen Technologien</u></p> <p>(1) $QDSF = \min[\max(QTDEC - QAPF; 0); \left(\frac{QTO}{PD1}\right)]$</p> <p>(2) $QTO = QOPD + QOPQ$</p> <p>(3) Wenn $QOPQ \leq QOPD$:</p> <p>(A) $QDPQ = \min\left[QTD * \max\left(\frac{QOPQ}{QTO}; PD2\right); \frac{QOPQ}{PD1}\right]$</p> <p>(B) $QDPD = \max\left\{QTD * \min\left[\frac{QOPD}{QTO}; (1 - PD2)\right]; (QTD - QDPQ)\right\}$</p> <p>(4) Wenn $QOPQ > QOPD$:</p> <p>(A) $QDPQ = \max\left\{QTD * \min\left[\frac{QOPD}{QTO}; (1 - PD2)\right]; (QTD - QDPQ)\right\}$</p> <p>(B) $QDPD = \min\left[QTD * \max\left(\frac{QOPD}{QTO}; PD2\right); \left(\frac{QOPD}{PD1}\right)\right]$</p> <p>(7) $1 < FR < PD1$</p> <p>(8) $0 \leq PD2 \leq 1$</p>	

¹³⁴⁵ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³⁴⁶ Die Portaria Sistemática ist nicht mehr zugänglich, die Formel der „Quantidade Demandada lässt sich aber aus der Detalhamento da Sistemática – Edital de Leilão n° 03/2015– ANEEL versão 12.04.2015“ entnehmen.

¹³⁴⁷ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

	QDPF – Zu versteigernde Leistung 1. Phase QTDEC – Von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung I – Wert des Gebots in MWm PDPF – Konkurrenzparameter für 1. Phase QAPF – In der 1. Phase bezuschlagte Leistung QTO – Summe abgegebener Gebote PD1 – Konkurrenzparameter 1 (2. Phase) QOPD – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2 QOPQ – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1 QDPD – Zu versteigernde Leistung Gruppe 2 QDPQ – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1 PD2 – Konkurrenzparameter 2			
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %		Zugelassene Kapazität
	Wasser	10 %		656 MW
	Biomasse	8 %		538 MW
	Gas	67 %		4.349 MW
	Kohle	18 %		1.200 MW
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Wasser	18 %	201,1 MWm	199,91 R\$
	Biomasse	7 %	78,5 MWm	274,17 R\$
	Gas	76 %	867 MWm	279 R\$

16. Auktion Nr. 34

Auktion Nr. 34 – LEN08/2015 – LEN 22°		
Auktionsdesign		
Datum:	Nominelle Vorlaufzeit: Jahre ¹³⁴⁸	Verordnungen: Portaria MME N° Portaria MME N°
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasser
	Gruppe 2	Biomasse; Gas
	Gruppe 3	Windkraft
Verteilungsschlüssel ¹³⁴⁹	$(1) QTDEM = \min \left[QTDEC; \left(\frac{QTO}{PD1} \right) \right]$ $(2) QTO = QOPQ + QOPDTE + QOPDE$ $(3) QDPQ = \left[QDSF * \max \left(\frac{QOPQ}{QTO}; PD2 \right); \left(\frac{QOPQ}{PD1} \right) \right]$ $(4) QDPDTE = \min \left[QTDEM * \max \left(\frac{QOPQ}{QTO}; PD3 \right); \max(QTDEM - QDPQ; 0); \left(\frac{QOPDTE}{PD1} \right) \right]$ $(5) QDPDE = \max \left\{ QTDEM * \min \left[\frac{QOPDE}{QTO}; \left(1 - \max \left(\frac{QOPQ}{QTO}; PD2 \right) - \max \left(\frac{QOPDTE}{QTO}; PD3 \right) \right) \right]; (QTDEM - QDPQ - QDPDTE); 0 \right\}$	
	$(9) 1 < FR < PD1$ $(10) 0 \leq PD2 + PD3 \leq 1$	
QTDEM – Insgesamt zu versteigernde Leistung QTDEC – Von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung QTO – Summe abgegebener Gebote PD1 – Konkurrenzparameter 1 QOPQ – Summe der in der Runde abgegebenen Gebote Gruppe 1		

¹³⁴⁸ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³⁴⁹ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

	PD2 – Konkurrenzparameter 2 QOPDTE - Summe der in der Runde abgegebenen Gebote Gruppe 2 PD3 – Konkurrenzparameter 3 QOPDE - Summe der in der Runde abgegebenen Gebote Gruppe 3 QDPQ – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1 QDPDTE - Zu versteigernde Leistung Gruppe 2 QDPDE - Zu versteigernde Leistung Gruppe 3			
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %		Zugelassene Kapazität
	Wasserkraft	2 %		184 MW
	Biomasse	6 %		612 MW
	Gas	4 %		417 MW
	Windkraft	87 %		8.382 MW
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Wasserkraft	11 %	33,1 MWm	204,98 R\$
	Biomasse	7 %	20,7 MWm	211,37 R\$
	Gas	7 %	22,7 MWm	241,25 R\$
	Windkraft	76 %	237,8 MWm	181,09 R\$

17. Auktion Nr. 35

Auktion Nr. 25 – LER 08/2015 – LER 7°				
Auktionsdesign				
Datum:28.08.2015		Nominelle Vorlaufzeit: 3 Jahre ¹³⁵⁰	Verordnungen: Portaria MME N° 69/2015 Portaria MME N° 275/2015	
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Solar		
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %		Zugelassene Kapazität
	Solar	100%		11.261 MW
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Solar	100 %	231,5 MWm	301,65 R\$

¹³⁵⁰ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

18. Auktion Nr. 36

Auktion Nr. 36 – LER 11/2015 – LER 8°				
Auktionsdesign				
Datum: 13.11.2015		Nominelle Vorlaufzeit: 3 Jahre ¹³⁵¹	Verordnungen: Portaria MME N° 70/2015 Portaria MME N° 427/2015	
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Solar		
	Gruppe 2	Windkraft		
Verteilungsschlüssel ¹³⁵²	(1) $QTDEM = \min \left[QTDETR; \left(\frac{QTO}{PD} \right) \right]$ (2) $QTO = QOPSOL + QOPEOL$ (3) $QTDSOL \leq QTDETR$ (4) $QDPSOL = \min \left[QTDSOL; \frac{QOPSOL}{PD} \right]$ (5) $QDPEOL = \min \left[\max(QTDEM - QDPSOL; 0); \left(\frac{QOPEOL}{PD} \right) \right]$ (8) $1 < FR < PD$			
	QTDEM – Insgesamt zu versteigernde Leistung QTDETR – Insgesamt angestrebte zu versteigernde Leistung QTO – Summe abgegebener Gebote PD – Konkurrenzparameter QOPSOL – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1 QOPEOL – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2 QTDSOL – Angestrebte zu versteigernde Leistung Gruppe 1 QDPSOL – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1 QDPEOL – Zu versteigernde Leistung Gruppe 2			
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung ist nicht veröffentlicht worden				
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Solar	48 %	245,3 MWm	297,37 R\$

¹³⁵¹ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³⁵² Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

	Windkraft	52 %	262,6 MWm	203,30 R\$
--	-----------	------	-----------	------------

19. Auktion Nr. 37

Auktion Nr. 37 – LEN 03/2016 – LEN 23°		
Auktionsdesign		
Datum:31.03.2016	Nominelle Vorlaufzeit: 5 Jahre ¹³⁵³	Verordnungen: Portaria MME N° 382/2015 Portaria MME N°14/2016
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasser
	Gruppe 2	Biomasse;
	Gruppe 3	Kohle
	Gruppe 4	Windkraft
Verteilungsschlüssel ¹³⁵⁴	<p><u>1. Phase für vorgegebene Wasserkraftprojekte</u> (Art. 5, § 4°, VIII Portaria MME N°16/2016)</p> $(1) QDPF = \frac{QTDEC}{l} * PDPF$ $(2) 0 < PDPF \leq 1$ <p><u>2. Phase für alle zugelassenen Anlagen</u> (Art.6, § 2°, IV Portaria MME N°16/2016)</p> $(1) QDSF = \min \left[\max(QTDEC - QAPF; 0); \left(\frac{QTO}{PD1} \right) \right]$ $(2) QTO = QOPQ + QOPD1 + QOPD2 + QOPD3$ $(3) QDPQ = \left[QDSF * \max \left(\frac{QOPQ}{QTO}; PD2 \right); \left(\frac{QOPQ}{PD1} \right) \right]$ $(4) QDPD1 = \min \left[QDSF \right. \\ \left. * \max \left(\frac{QOPD1}{QTO}; PD3 \right); \max(QDSF - QDPQ; 0); \left(\frac{QOPD1}{PD1} \right) \right]$	

¹³⁵³ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³⁵⁴ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

$(5) QDPD2 = \min \left[QDSF \right. \\ \left. * \max \left(\frac{QOPD2}{QTO}; PD4 \right); \max(QDSF - QDPQ \right. \\ \left. - QDPD1; 0 \right); \left(\frac{QOPD2}{PD1} \right) \right]$ $(6) QDPD3 = \min \left[\max(QDSF - QDPQ - QDPD1 \right. \\ \left. - QDPD2; 0 \right); \frac{QOPD3}{PD1} \right]$ <p>(11) $1 < FR < PD1$ (10) $0 \leq PD2 + PD3 + PD4 \leq 1$</p>				
<p>QDPF – Zu versteigernde Leistung 1. Phase QTDEC – Von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung I – Wert des Gebots in MWm PDPF – Konkurrenzparameter für 1. Phase QDSF - Zu versteigernde Leistung 2. Phase QAPF – In der 1. Phase bezuschlagte Leistung QTO – Summe abgegebener Gebote PD1 – Konkurrenzparameter 1 (2. Phase) QOPQ – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 1 QOPD1 - In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 2 QOPD2 - In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 3 QOPD3 - In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppe 4 QDPQ – Zu versteigernde Leistung Gruppe 1 PD2 – Konkurrenzparameter 2 (2. Phase) QDPD1 - Zu versteigernde Leistung Gruppe 2 PD3 – Konkurrenzparameter 3 (2. Phase) QDPD2 - Zu versteigernde Leistung Gruppe 3 PD4 – Konkurrenzparameter 4 (2. Phase) QDPD3 - Zu versteigernde Leistung Gruppe 5</p>				
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %	Zugelassene Kapazität	
	Wasserkraft	3 %	781 MW	
	Biomasse	7 %	1.979 MW	
	Kohle	8 %	2.267 MW	
	Gas	25 %	7.449 MW	
	Windkraft	58 %	17.131 MW	
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Wasserkraft	58 %	117 MWm	183,43 R\$
	Biomasse	40 %	81,5 MWm	220,01 R\$

	Gas	2 %	3,3 MWm	258 R\$
--	-----	-----	---------	---------

20. Auktion Nr. 40

Auktion Nr. 40 - LEN 12/2017(A) – LEN 25°		
Auktionsdesign		
Datum: 18.12.2017	Nominelle Vorlaufzeit: 4 Jahre ¹³⁵⁵	Verordnungen: Portaria MME N° 390/2017
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasserkraft
	Gruppe 2	Biomasse
	Gruppe 3	Solar
	Gruppe 4	Windkraft
Verteilungsschlüssel ¹³⁵⁶	<u>Berechnung der Insgesamt zu versteigernden Leistung, Art. 8 § 2° I Portaria MME N° 390/2017</u>	
	(1) $QTDEM = \min \left[QTDEC; \frac{QTO}{PD} \right]$	
	(2) $QTO = QOPQ + QOPB + QOPSOL + QOPEOL$	
	(3) $PD > 1$	
	<u>Berechnung der minimal zu versteigernden Leistung pro Gruppe, Art. 8 § 2° II Portaria MME N° 390/2017</u>	
	(4) $QMPQ = \min \left[QTDEM * \max \left(\frac{QOPQ}{QTO}; PF1 \right); \frac{QOPQ}{PD} \right]$	
	(5) $QMPB = \min \left[QTDEM * \max \left(\frac{QOPB}{QTO}; PF2 \right); \frac{QOPB}{PD} \right]$	
	(6) $QMPSOL = \min \left[QTDEM * \max \left(\frac{QOPSOL}{QTO}; PF3 \right); \frac{QOPSOL}{PD} \right]$	
	(7) $QMPEOL = \min \left[QTDEM * \max \left(\frac{QOPEOL}{QTO}; PF4 \right); \frac{QOPEOL}{PD} \right]$	
	(8) $0 \leq PF1 + PF2 + PF3 + PF4 \leq 1$	
<u>1. Schritt zur Umverteilung der frei werdenden Leistung, Art. 8 § 2° III Portaria MME N° 390/2017</u>		
(9) $\left\{ \begin{array}{l} \text{Wenn: } \left(QMPQ - \frac{QOPQ}{QTO} * QTDEM \right) > 0 \\ \text{Dann: } QDIPQ = QMPQ \\ \text{Wenn nicht: } QDIPQ = 0 \end{array} \right.$		

¹³⁵⁵ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³⁵⁶ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

$$(10) \left\{ \begin{array}{l} \text{Wenn: } \left(QMPB - \frac{QOPB}{QTO} * QTDEM \right) > 0 \\ \text{Dann: } QDIPB = QMPB \\ \text{Wenn nicht: } QDIPB = 0 \end{array} \right.$$

$$(11) \left\{ \begin{array}{l} \text{Wenn: } \left(QMPSOL - \frac{QOPSOL}{QTO} * QTDEM \right) > 0 \\ \text{Dann: } QDIPSOL = QMPSOL \\ \text{Wenn nicht: } QDIPSOL = 0 \end{array} \right.$$

$$(12) \left\{ \begin{array}{l} \text{Wenn: } \left(QMPEOL - \frac{QOPEOL}{QTO} * QTDEM \right) > 0 \\ \text{Dann: } QDIPEOL = QMPEOL \\ \text{Wenn nicht: } QDIPEOL = 0 \end{array} \right.$$

2. Schritt zur Umverteilung der frei werdenden Leistung, Art. 8

§ 2° IV Portaria MME N° 390/2017

$$(13) QEPQ = QMPQ - QDIPQ$$

$$(14) QEPB = QMPB - QDIPB$$

$$(15) QEPSOL = QMPSOL - QDIPSOL$$

$$(16) QEPEOL = QMPEOL - QDIPEOL$$

$$(17) QTE = QEPQ + QEPB + QEPSOL + QEPEOL$$

3. Schritt zur Umverteilung der frei werdenden Leistung, Art. 8

§ 2° V Portaria MME N° 390/2017

$$(18) QRPQ = \left(\frac{QEPQ}{QTE} \right) * QTR$$

$$(19) QRPB = \left(\frac{QEPB}{QTE} \right) * QTR$$

$$(20) QRPSOL = \left(\frac{QEPSOL}{QTE} \right) * QTR$$

$$(21) QRPEOL = \left(\frac{QEPEOL}{QTE} \right) * QTR$$

$$(22) QTR = QTDEM - (QDIPQ + QDIPB + QDIPSOL + QDIPEOL)$$

Berechnung der finalen zu versteigernden Leistung pro Gruppe.

Art. 8 § 2° VI Portaria MME N° 390/2017

$$(23) QDPQ = QDIPQ + QRPQ$$

$$(24) QDPB = QDIPB + QRPB$$

$$(25) QDPSOL = QDIPSOL + QRPSOL$$

$$(26) QDPEOL = QDIPEOL + QRPEOL$$

QTDEM – Insgesamt zu versteigernde Leistung

QTDERT – Insgesamt angestrebte zu versteigernde Leistung

QTO – Summe abgegebener Gebote

PD – Konkurrenzparameter insgesamt

QOPQ, QOPB, QOPSOL, QOPEOL – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppen 1 bis 4

	<p>QMPQ, QMPB, QMPSOL, QMPEOL – Minimal zu versteigernde Leistung der Gruppen 1 bis 4</p> <p>PF 1-4 – Konkurrenzparameter der Gruppen 1-4</p> <p>QDIPQ, QDIPB, QDIPSOL, QDIPEOL – Vorläufig zu versteigernde Leistung der Gruppen 1 bis 4</p> <p>QEPQ, QEPB, QEPSOL, QEPEOL – Umfang der frei werdenden Leistung der Gruppen 1 bis 4</p> <p>QTE – Summe der frei werdenden Leistung aller Gruppen</p> <p>QRPQ, QRPB, QRPSOL, QRPEOL – Umfang der durch die Umverteilung hinzugewonnen Leistung pro Gruppe (Gruppen 1 bis 4)</p> <p>QTR – Summe der umzuverteilenden Leistung insgesamt</p> <p>QDPQ, QDPB, QDPSOL, QDPEOL – Zu versteigernde Leistung der Gruppen 1-4</p>			
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %		Zugelassene Kapazität
	Wasserkraft	3 %		616 MW
	Biomasse	3 %		742 MW
	Solar	58 %		14.030MW
	Windkraft	37 %		8.907 MW
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Wasserkraft	3 %	5,8 MWm	180,53 R\$
	Biomasse	4 %	8,6 MWm	234,92 R\$
	Solar	77 %	170,2 MWm	145,63 R\$
	Windkraft	16 %	35,6 MWm	108 R\$

21. Auktion Nr. 41

Auktion Nr. 41 – LEN 12/2017(B) – LEN 26°		
Auktionsdesign		
Datum: 20.12.2017	Nominelle Vorlaufzeit: 6 Jahre ¹³⁵⁷	Verordnungen: Portaria MME N° 390/2017
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasser
	Gruppe 2	Biomasse; Kohle
	Gruppe 3	Gas
	Gruppe 4	Wind
Verteilungsschlüssel ¹³⁵⁸	<p><u>1. Phase für vorgegebene Wasserkraftprojekte, Art. 8, §8° Portaria MME N°390/2017</u></p> <p>(1) $QDPF = \frac{QTDEC}{l} * PDPF$</p> <p>(2) $0 < PDPF \leq 1$</p>	
	<p><u>2. Phase für alle zugelassenen Technologien, Art. 11 Portaria MME N°390/2017</u></p> <p>Berechnung der Insgesamt zu versteigernden Leistung, Art. 11 § 2° I Portaria MME N° 390/2017</p> <p>(1) $QDSF = \min \left[\max(QTDEC - QAPF; 0); \left(\frac{QTO}{PD} \right) \right]$</p> <p>(2) $QTO = QOPQ + QOPBC + QOPGN + QOPEOL$</p> <p>(3) $PD > 1$</p> <p>Berechnung der minimal zu versteigernden Leistung pro Gruppe, Art. 11 § 2° II Portaria MME N° 390/2017</p> <p>(4) $QMPQ = \min \left[QTDEM * \max \left(\frac{QOPQ}{QTO}; PF1 \right); \frac{QOPQ}{PD} \right]$</p> <p>(5) $QMPBC = \min \left[QTDEM * \max \left(\frac{QOPBC}{QTO}; PF2 \right); \frac{QOPBC}{PD} \right]$</p> <p>(6) $QMPGN = \min \left[QTDEM * \max \left(\frac{QOPGN}{QTO}; PF3 \right); \frac{QOPGN}{PD} \right]$</p> <p>(7) $QMPEOL = \min \left[QTDEM * \max \left(\frac{QOPEOL}{QTO}; PF4 \right); \frac{QOPEOL}{PD} \right]$</p>	

¹³⁵⁷ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235..

¹³⁵⁸ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

$$(8) 0 \leq PF1 + PF2 + PF3 + PF4 \leq 1$$

1. Schritt zur Umverteilung der frei werdenden Leistung, Art. 11 § 2° III Portaria MME N° 390/2017

$$(9) \begin{cases} \text{Wenn: } \left(QMPQ - \frac{QOPQ}{QTO} * QTDEM \right) > 0 \\ \text{Dann: } QDIPQ = QMPQ \\ \text{Wenn nicht: } QDIPQ = 0 \end{cases}$$

$$(10) \begin{cases} \text{Wenn: } \left(QMPBC - \frac{QOPBC}{QTO} * QTDEM \right) > 0 \\ \text{Dann: } QDIPBC = QMPBC \\ \text{Wenn nicht: } QDIPBC = 0 \end{cases}$$

$$(11) \begin{cases} \text{Wenn: } \left(QMPGN - \frac{QOPGN}{QTO} * QTDEM \right) > 0 \\ \text{Dann: } QDIPGN = QMPGN \\ \text{Wenn nicht: } QDIPGN = 0 \end{cases}$$

$$(12) \begin{cases} \text{Wenn: } \left(QMPEOL - \frac{QOPEOL}{QTO} * QTDEM \right) > 0 \\ \text{Dann: } QDIPEOL = QMPEOL \\ \text{Wenn nicht: } QDIPEOL = 0 \end{cases}$$

2. Schritt zur Umverteilung der frei werdenden Leistung, Art. 11 § 2° IV Portaria MME N° 390/2017

$$(13) QEPQ = QMPQ - QDIPQ$$

$$(14) QEPBC = QMPBC - QDIPBC$$

$$(15) QEPGN = QMPGN - QDIPGN$$

$$(16) QEPEOL = QMPEOL - QDIPEOL$$

$$(17) QTE = QEPQ + QEPBC + QEPGN + QEPEOL$$

3. Schritt zur Umverteilung der frei werdenden Leistung, Art. 11 § 2° V Portaria MME N° 390/2017

$$(18) QRPQ = \left(\frac{QEPQ}{QTE} \right) * QTR$$

$$(19) QRPBC = \left(\frac{QEPBC}{QTE} \right) * QTR$$

$$(20) QRPGN = \left(\frac{QEPGN}{QTE} \right) * QTR$$

$$(21) QRPEOL = \left(\frac{QEPEOL}{QTE} \right) * QTR$$

$$(22) QTR = QTDEM - (QDIPQ + QDIPBC + QDIPGN + QDIPEOL)$$

Berechnung der finalen zu versteigernden Leistung pro Gruppe, Art. 11 § 2° VI Portaria MME N° 390/2017

$$(23) QDPQ = QDIPQ + QRPQ$$

$$(24) QDPBC = QDIPBC + QRPBC$$

$$(25) QDPGN = QDIPGN + QRPGN$$

(26) $QDPEOL = QDIPEOL + QRPEOL$				
<p>QDPF – Zu versteigernde Leistung 1. Phase QTDEC – Von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung I – Wert des Gebots in MWm PDPF – Konkurrenzparameter für 1. Phase QDSF - Zu versteigernde Leistung 2. Phase QAPF – In der 1. Phase bezuschlagte Leistung QTO – Summe abgegebener Gebote PD – Konkurrenzparameter insgesamt (2. Phase) QOPQ, QOPBC, QOPGN, QOPEOL – In der ersten Runde abgegebene Gebote Gruppen 1 bis 4 QMPQ, QMPBC, QMPGN, QMPEOL – Minimal zu versteigernde Leistung der Gruppen 1 bis 4 PF 1-4 – Konkurrenzparameter der Gruppen 1-4 QDIPQ, QDIPBC, QDIPGN, QDIPEOL – Vorläufig zu versteigernde Leistung der Gruppen 1 bis 4 QEPQ, QEPBC, QEPGN, QEPEOL – Umfang der frei werdenden Leistung der Gruppen 1 bis 4 QTE – Summe der frei werdenden Leistung aller Gruppen QRPQ, QRPBC, QRPGN, QRPEOL – Umfang der durch die Umverteilung hinzugewonnen Leistung pro Gruppe (Gruppen 1 bis 4) QTR – Summe der umzuverteilenden Leistung insgesamt QDPQ, QDPBC, QDPGN, QDPEOL – Zu versteigernde Leistung der Gruppen 1-4</p>				
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %	Zugelassene Kapazität	
	Wasserkraft	2 %	836 MW	
	Biomasse	4 %	1.197 MW	
	Kohle	1 %	340MW	
	Gas	27 %	9.178MW	
	Wind	66 %	22.200MW	
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Wasserkraft	3 %	71,3 MWm	218,91R\$

	Biomasse	4 %	102,6 MWm	216,04 R\$
	Gas	68 %	1.870,9 MWm	212,91 \$
	Wind	25 %	691,8 MWm	98,58 R\$

22. Auktion Nr. 42

Auktion Nr. 42 - LEN 04/2018 – LEN 27°				
Auktionsdesign				
Datum: 18.12.2017		Nominelle Vorlaufzeit: 4 Jahre ¹³⁵⁹	Verordnungen: Portaria MME N° 465/2017 Portaria MME N° 11/2018	
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasserkraft		
	Gruppe 2	Biomasse		
	Gruppe 3	Solar		
	Gruppe 4	Windkraft		
Verteilungsschlüssel ¹³⁶⁰		Siehe Auktion Nr. 40		
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %	Zugelassene Kapazität	
	Wasserkraft	3 %	802 MW	
	Biomasse	2 %	625 MW	
	Solar	44 %	13.380 MW	
	Windkraft	52 %	15.760 MW	
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Wasserkraft	7 %	19,7 MWm	197,89 R\$
	Biomasse	6 %	17,1 MWm	198,94 R\$
	Solar	77 %	228,5 MWm	118,04 R\$
	Windkraft	11 %	334 MWm	67,6 R\$

¹³⁵⁹ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³⁶⁰ Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

23. Auktion Nr. 43

Auktion Nr. 41 – LEN 12/2017(B) – LEN 26°		
Auktionsdesign		
Datum: 31.08.2018	Nominelle Vorlaufzeit: 6 Jahre ¹³⁶¹	Verordnungen: Portaria MME N° 121/2018 Portaria MME N° 159/2018
Zugelassene Technologien	Gruppe 1	Wasser
	Gruppe 2	Biomasse; Kohle; Gas
	Gruppe 3	Windkraft
Verteilungsschlüssel ¹³⁶²	<p><u>1. Phase für vorgegebene Wasserkraftprojekte, Art. 8 §8° Portaria MME N°159/2018</u></p> <p>(1) $QDPPF = \frac{QTDEC}{l} * PDPF$</p> <p>(2) $0 < PDPF \leq 1$</p> <p><u>2. Phase für alle zugelassenen Technologien, Art. 11 Portaria MME N°159/2018</u></p> <p>Berechnung der Ingesamt zu versteigernden Leistung, Art. 11 § 2° I Portaria MME N° 159/2018</p> <p>(1) $QDSF = \min \left[\max(QTDEC - QAPF; 0); \left(\frac{QTO}{PD} \right) \right]$</p> <p>(2) $QTO = QOPH + QOPE + QOPT$</p> <p>(3) $PD > 1$</p> <p>Berechnung der minimal zu versteigernden Leistung pro Gruppe, Art. 11 § 2° II Portaria MME N° 159/2018</p> <p>(4) $QMPH = \min \left[QTDEM * \max \left(\frac{QOPH}{QTO}; PF1 \right); \frac{QOPH}{PD} \right]$</p> <p>(5) $QMPE = \min \left[QTDEM * \max \left(\frac{QOPE}{QTO}; PF2 \right); \frac{QOPE}{PD} \right]$</p> <p>(6) $QMPT = \min \left[QTDEM * \max \left(\frac{QOPT}{QTO}; PF3 \right); \frac{QOPT}{PD} \right]$</p> <p>(7) $0 \leq PF1 + PF2 + PF3 \leq 1$</p> <p>1. Schritt zur Umverteilung der frei werdenden Leistung, Art. 11 § 2° III Portaria MME N° 159/2018</p>	

¹³⁶¹ Zum Unterschied zwischen nomineller und tatsächlicher Vorlaufzeit siehe unter § 18C.I auf S. 235.

¹³⁶² Es werden nur die für die Verteilung unter den Technologiegruppen relevanten Formeln aufgeführt. Die übrigen Formeln können den jeweiligen Verordnungen entnommen werden.

$$(8) \left\{ \begin{array}{l} \text{Wenn: } \left(QMPH - \frac{QOPH}{QTO} * QTDEM \right) > 0 \\ \text{Dann: } QDIPH = QMPH \\ \text{Wenn nicht: } QDIPQ = 0 \end{array} \right.$$

$$(9) \left\{ \begin{array}{l} \text{Wenn: } \left(QMPE - \frac{QOPE}{QTO} * QTDEM \right) > 0 \\ \text{Dann: } QDIPE = QMPE \\ \text{Wenn nicht: } QDIPE = 0 \end{array} \right.$$

$$(10) \left\{ \begin{array}{l} \text{Wenn: } \left(QMPT - \frac{QOPT}{QTO} * QTDEM \right) > 0 \\ \text{Dann: } QDIPT = QMPT \\ \text{Wenn nicht: } QDIPT = 0 \end{array} \right.$$

2. Schritt zur Umverteilung der frei werdenden Leistung, Art. 11 § 2° IV Portaria MME N° 159/2018

$$(11) QEPH = QMPH - QDIPH$$

$$(12) QEPE = QMPE - QDIPE$$

$$(13) QEPT = QMPT - QDIPT$$

$$(14) QTE = QEPH + QEPE + QEPT$$

3. Schritt zur Umverteilung der frei werdenden Leistung, Art. 11 § 2° V Portaria MME N° 390/2017

$$(15) QRPH = \left(\frac{QEPH}{QTE} \right) * QTR$$

$$(16) QRPE = \left(\frac{QEPE}{QTE} \right) * QTR$$

$$(17) QRPT = \left(\frac{QEPT}{QTE} \right) * QTR$$

$$(18) QTR = QTDEM - (QDIDH + QDIPE + QDIPT)$$

Berechnung der finalen zu versteigernden Leistung pro Gruppe, Art. 11 § 2° VI Portaria MME N° 390/2017

$$(19) QDPH = QDIPH + QRPH$$

$$(20) QDPE = QDIPE + QRPE$$

$$(21) QDPT = QDIPT + QRPT$$

QDPF – Zu versteigernde Leistung 1. Phase

QTDEC – Von den Stromversorgungsunternehmen angeforderte Leistung

I – Wert des Gebots in MWm

PDPF – Konkurrenzparameter für 1. Phase

QDSF - Zu versteigernde Leistung 2. Phase

QAPF – In der 1. Phase bezuschlagte Leistung

QTO – Summe abgegebener Gebote

PD – Konkurrenzparameter insgesamt (2. Phase)

QOPH, QOPE, QOPT – In der ersten Runde abgegebene Gebote

	te Gruppen 1 bis 3 QMPH, QMPBE, QMPGT – Minimal zu versteigernde Leistung der Gruppen 1 bis 3 PF 1-3 – Konkurrenzparameter der Gruppen 1-3 QDIPH, QDIPE, QDIPT – Vorläufig zu versteigernde Leistung der Gruppen 1 bis 3 QEPH, QEPE, QEPGT – Umfang der frei werdenden Leistung der Gruppen 1 bis 3 QTE – Summe der frei werdenden Leistung aller Gruppen QRPH, QRPE, QRPT – Umfang der durch die Umverteilung hinzugewonnen Leistung pro Gruppe (Gruppen 1 bis 4) QTR – Summe der umzuverteilenden Leistung insgesamt QDPH, QDPE, QDPT– Zu versteigernde Leistung der Gruppen 1-3			
Auktionsergebnis				
Technische Zulassung erhalten	Technologie	Anteil in %		Zugelassene Kapazität
	Wasserkraft	2 %		890 MW
	Biomasse	3 %		1.016 MW
	Kohle	3 %		940 MW
	Gas	25 %		8.811 MW
	Wind	67 %		24.110 MW
Auktionsergebnis	Technologie	Anteil in %	Bezuschlagte Leistung	Durchschn. Zuschlagspreis
	Wasserkraft	9 %	78,7 MWm	191,08 R\$
	Biomasse	1 %	9,8 MWm	177,08 R\$
	Gas	39 %	326,4 MWm	179,98 \$
	Wind	50 %	420,1 MWm	90,22 R\$

Annex II – Rechenbeispiel zur Anwendung des entworfenen Verteilungsschlüssels

Zur Veranschaulichung des entworfenen Verteilungsschlüssels¹³⁶³ werden die Werte der Ausschreibungen für Windkraft an Land vom 01.02.2019, für Solar-energie vom 01.02.2019 und für Biomasse vom 01.09.2018 in den entworfenen Verteilungsschlüssel eingesetzt.

$$(1) \text{Vorl. Vol.}_{Wind} = \min \left(\text{Ang. Vol.}_{Wind}; \frac{G_{Wind}}{KF} \right) = \min \left(700 \text{ MW}; \frac{476 \text{ MW}}{1,05} \right) = \min(700 \text{ MW}; 453 \text{ MW}) = 453 \text{ MW}$$

$$(2) \text{Vorl. Vol.}_{Solar} = \min \left(\text{Ang. Vol.}_{Solar}; \frac{G_{Solar}}{KF} \right) = \min \left(175 \text{ MW}; \frac{459 \text{ MW}}{1,05} \right) = \min(175 \text{ MW}; 437 \text{ MW}) = 175 \text{ MW}$$

$$(3) \text{Vorl. Vol.}_{Bio} = \min \left(\text{Ang. Vol.}_{Bio}; \frac{G_{Bio}}{KF} \right) = \min \left(226 \text{ MW}; \frac{77 \text{ MW}}{1,05} \right) = \min(226 \text{ MW}; 73 \text{ MW}) = 73 \text{ MW}$$

$$(4) \text{Vol.}_{Wind} = \min \left(\text{Vorl. Vol.}_{Wind} + \ddot{U} * \frac{UF_{Wind}}{UF_{Gesamt}}; \frac{G_{Wind}}{KF} \right) = \min \left(453 \text{ MW} + 400 \text{ MW} * \frac{0}{459 \text{ MW}}; \frac{476 \text{ MW}}{1,05} \right) = 453 \text{ MW}$$

$$(5) \text{Vol.}_{Solar} = \min \left(\text{Vorl. Vol.}_{Solar} + \ddot{U} * \frac{UF_{Solar}}{UF_{Gesamt}}; \frac{G_{Solar}}{KF} \right) = \min \left(175 \text{ MW} + 400 \text{ MW} * \frac{459 \text{ MW}}{459 \text{ MW}}; \frac{459 \text{ MW}}{1,05} \right) = \min(575 \text{ MW}; 437 \text{ MW}) = 437 \text{ MW}$$

$$(6) \text{Vol.}_{Bio} = \min \left(\text{Vorl. Vol.}_{Bio} + \ddot{U} * \frac{UF_{Bio}}{UF_{Gesamt}}; \frac{G_{Bio}}{KF} \right) = \min \left(73 \text{ MW} + 400 \text{ MW} * \frac{0}{459 \text{ MW}}; \frac{77 \text{ MW}}{1,05} \right) = 73 \text{ MW}$$

$$(7) \ddot{U} = \text{Ang. Vol.}_{Wind} + \text{Ang. Vol.}_{Solar} + \text{Ang. Vol.}_{Bio} - \text{Vorl. Vol.}_{Wind} - \text{Vorl. Vol.}_{Solar} - \text{Vorl. Vol.}_{Bio} = 700 \text{ MW} + 175 \text{ MW} + 226 \text{ MW} - 453 \text{ MW} - 175 \text{ MW} - 73 \text{ MW} = 400 \text{ MW}$$

¹³⁶³ Siehe unter § 15A.V auf S. 201.

$$(8) \left\{ \begin{array}{l} \text{Wenn: } \text{Vorl. Vol.}_{\text{Wind}} > \frac{G_{\text{Wind}}}{KF} \\ \text{Dann: } UF_{\text{Wind}} = G_{\text{Wind}} \\ \text{Wenn nicht: } UF_{\text{Wind}} = 0 \\ \quad = 0 \text{ MW} \end{array} \right.$$

$$(9) \left\{ \begin{array}{l} \text{Wenn: } \text{Vorl. Vol.}_{\text{Solar}} > \frac{G_{\text{Solar}}}{KF} \\ \text{Dann: } UF_{\text{Solar}} = G_{\text{Solar}} \\ \text{Wenn nicht: } UF_{\text{Solar}} = 0 \\ \quad = 459 \text{ MW} \end{array} \right.$$

$$(10) \left\{ \begin{array}{l} \text{Wenn: } \text{Vorl. Vol.}_{\text{Bio}} > \frac{G_{\text{Bio}}}{KF} \\ \text{Dann: } UF_{\text{Bio}} = G_{\text{Bio}} \\ \text{Wenn nicht: } UF_{\text{Bio}} = 0 \\ \quad = 0 \text{ MW} \end{array} \right.$$

$$(11) UF_{\text{Gesamt}} = UF_{\text{Wind}} + UF_{\text{Solar}} + UF_{\text{Biom}} = 0 \text{ MW} + 459 \text{ MW} + 0 \text{ MW} \\ = 459 \text{ MW}$$

$$(12) KF = 1,05$$

Vorl.Vol._{Wind} – Vorläufiges Ausschreibungsvolumen Windkraft in MW

Vorl.Vol._{Solar} – Vorläufiges Ausschreibungsvolumen Solarenergie in MW

Vorl.Vol._{Bio} – Vorläufiges Ausschreibungsvolumen Biomasse in MW

Ang.Vol._{Wind} – Angestrebtes Volumen Windkraft in MW

Ang.Vol._{Solar} – Angestrebtes Volumen Solarenergie in MW

Ang. Vol._{Bio} – Angestrebtes Volumen Biomasse in MW

G_{Wind} – Summe der zulässigen Gebote für Windkraft in MW

G_{Solar} – Summe der zulässigen Gebote für Solarenergie in MW

G_{Bio} – Summe der zulässigen Gebote für Biomasse in MW

KF – Konkurrenzfaktor

Vol._{Wind} – Ausschreibungsvolumen Windkraft in MW

Vol._{Solar} – Ausschreibungsvolumen Solarenergie in MW

Vol._{Bio} – Ausschreibungsvolumen Biomasse in MW

Ü – Überschuss nach Anwendung des Sicherheitsmechanismus in MW

UF_{Wind} – Umverteilungsfaktor Windkraft in MW

UF_{Solar} – Umverteilungsfaktor Solarenergie in MW

UF_{Bio} – Umverteilungsfaktor Biomasse in MW

UF_{Gesamt} – Summe der Umverteilungsfaktoren in MW

Annex III – Übersicht der durchgeführten Experteninterviews

N°	Art des Unternehmens / Behörde	Position der interviewten Person	Datum
Inhaltlicher Fokus: Realisierungsrate			
a	Projektentwickler von Windkraftanlagen	Manager for regulatory affairs	13.03.2017
b	Projektentwickler von Windkraftanlagen	Executive director	21.03.2017
c	Projektentwickler von Windkraftanlagen	Technical director	24.03.2017
d	Projektentwickler von Windkraftanlagen	Executive director	26.04.2017
e	Projektentwickler von Windkraftanlagen	Manager for regulatory affairs	27.04.2017
f	Projektentwickler von Windkraftanlagen	Head of business development	02.05.2017
g	Projektentwickler von Windkraftanlagen	Project manager for wind power	22.05.2017
h	Windturbinenhersteller	Head of sales	17.05.2017
i	Windturbinenhersteller	Head of sales	17.05.2017
j	Behörde	Head of market regulation	22.05.2017
k	Behörde	Head of market regulation	07.04.2017
l	Behörde	Manager for the energy sector	16.05.2017
m	Beratungsagentur	Partner of the company	28.03.2017
n	Beratungsagentur	Technical director	07.04.2017
Inhaltlicher Fokus: Technologieoffenheit und Systemintegration			
o	Behörde	Head of market regulation	12.03.2018
p	Beratungsagentur	Technical director	16.03.2018
q	Energievermarktungsunternehmen	Manager for regulatory affairs	16.03.2018
r	Projektentwickler von Solaranlagen	Head of Regulatory Affairs	21.03.2018
s	Behörde	Head of market regulation	22.03.2018
t	Behörde	Head of market regulation	27.03.2018
u	Energievermarktungsunternehmen	Energy Trading Director	29.03.2018; 23.04.2019
v	Behörde	Advisor for the energy sector	01.04.2018
w	Behörde	Manager for market regulation	03.04.2018

Annex IV – Normverzeichnis

Brasilianische Gesetze, Ausschreibungsbedingungen und Verwaltungsentscheidungen

Übersetzung	Originaltitel	Link	Erlassen am:
Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 13	Edital - LEILÃO N° 03/2009 ANEEL	http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/032009_Edital_LER_10-11-9_.pdf	10.11.2009
Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 17	Edital - LEILÃO N° 05/2010 ANEEL	http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/052010_Edital_LER_23-07-10_.pdf	22.07.2010
Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 18	Edital - LEILÃO N° 07/2010 - ANEEL	http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/072010_Edital%20leil%C3%A3o%20FA-2010_23-07.pdf	22.07.2010
Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 20	Edital - LEILÃO N° 02/2011 ANEEL	http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/v.11-Edital%20A-3%20(18-07-2011)_final.pdf	18.07.2011
Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 23	Edital - Leilão n° 06/2012 ANEEL	http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/EDITAL_Leil%C3%A3o_A-5-2012.pdf	13.11.2012
Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 31	Edital - LEILÃO N° 02/2015- ANEEL	http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/EDITAL%20LFA%202015_.pdf	24.03.2015
Ausschreibungsbedingungen Auktion Nr. 37	Edital - LEILÃO n° 01/2016- ANEEL	http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/EDITAL_Leil%C3%A3o_A-5_2016%20-%20Final.pdf	30.03.2016
Begründung der Verwaltungsentscheidung 2.683/2012	Voto Despacho ANEEL N° 2.683/2012, 28 de agosto de 2012	www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20122683_1.pdf	28.08.2012
Begründung der Verwaltungsentscheidung ANEEL N° 3.841/2014	Voto Despacho ANEEL N° 3.841/2014, 23 de setembro de 2014	http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20143841_1.pdf	23.09.2014
Dekret N° 1.503/1995	Decreto N° 1.503/1995	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1995/D1503.htm	26.05.1995
Dekret N°	Decreto N°	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655	02.07.1998

2.655/1998	2.655/1998	htm	
Dekret N° 5.136/2004	Decreto N° 5.163/2004	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163compilado.htm	30.07.2004
Dekret N° 60.824/1967	Decreto N° 60.824/1967	www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1950-1969/D61867.htm	11.12.1967
Dekret N° 6.353/08	Decreto N° 6.353/08	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6353.htm	16.01.2008
Gesetz N° 10.438/2002	Lei N° 10.438/2002	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/2002/L10438compilada.htm	26.04.2002
Gesetz N° 10.848/2004	Lei N° 10.848/2004	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848compilado.htm	15.03.2004
Gesetz N° 11.943/2009	Lei N° 11.943/2009	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/Lei/L11943.htm	28.05.2009
Gesetz N° 13.360/2016	Lei N° 13.360/2016	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13360.htm	17.11.2016
Gesetz N° 8.666/1993	Lei N° 8.666/1993	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8666compilado.htm	21.06.2013
Gesetz N° 9.074/1995	Lei N° 9.074/1995	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074compilada.htm	07.07.1995
Gesetz N° 9.427/1996	Lei N° 9.427/1996	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427compilada.htm	26.12.1996
Gesetz N° 9.648/98	Lei N° 9.648/98	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648compilada.htm	27.05.1998
Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 23	ANEXO II AO EDITAL DE LEILÃO N° 06/2012-ANEEL -	http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO_2_CCEAR_A-5_2012_EOL_fechamento_AP_060_VF.pdf	Nicht angegeben
Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 24	ANEXO II AO EDITAL DE LEILÃO N° 05/2013-	http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO_2_CER%20E%C3%B3lica.pdf	Nicht angegeben
Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 29	ANEXO II AO EDITAL DE LEILÃO N° 08/2014-ANEEL	http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO_2_CER%20E%C3%B3lica%20300914.pdf	Nicht angegeben
Mustervertrag Windkraft Auktion Nr. 31	ANEXO II AO EDITAL DE LEILÃO N° 02/2015-ANEEL -	http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO%202%20-%20minuta%20de%20CCEAR%20LFA%20EOL.pdf	Nicht angegeben
Verordnung ANEEL N°	Resolução Normativa	http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013595.pdf	02.01.2014

595/2013	ANEEL N° 595/2013		
Verordnung CONAMA N° 19/1997.	Resolução CONAMA N° 19/1997	www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html	19.12.1997
Verordnung CONAMA N° 462/2014	Resolução CONAMA N° 462/2014	http://www2.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=703	24.07.2014
Verordnung MME N° 39/2015	Portaria MME N° 39/2015	http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2015039mme.pdf	27.02.2015
Verordnung MME N° 101/2016	Portaria MME N° 101/2016	http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2016101spde.pdf	07.07.2016
Verordnung MME N° 102/2016	Portaria MME N° 102/2016	http://www2.aneel.gov.br/cedoc/atprt2016102mme.pdf	23.03.2016
Verordnung MME N° 132/2013	Portaria MME N° 132/2013	http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2013132spde.pdf	24.12.2013
Verordnung MME N° 14/2016	Portaria MME N° 14/2016	http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2016014mme.pdf	11.01.2016
Verordnung MME N° 159/2018	Portaria MME N° 159/2018	http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2018159mme.pdf	15.08.2018
Verordnung MME N° 187/2019.	Portaria MME N° 187/2019.	http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2019187mme.pdf	04.04.2019
Verordnung MME N° 212/2013	Portaria MME N° 212/2013	http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2013212mme.pdf	17.06.2013
Verordnung MME N° 225/2015	Portaria MME N° 225/2015	http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2015225spde.pdf	13.07.2015
Verordnung MME N° 226/2013	Portaria MME N° 226/2013	http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2013226mme.pdf	08.07.2013
Verordnung MME N° 42/2007	Portaria MME N° 42/2007	http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2007042mme.pdf	02.03.2007
Verordnung MME N° 514/2011	Portaria MME N° 514/2011	http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2011514mme.pdf	05.09.2011
Verordnung MME N°	Portaria MME N° 555/2010.	http://www.aneel.gov.br/cedoc/bprt2010555mme.pdf	01.06.2010

555/2010.			
Verordnung MME N° 565/2010	Portaria MME N° 565/2010	http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt2010565mme.pdf	14.06.2010
Verordnung N° 109/2002	Resolução N° 109/2002	http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolu%C3%A7%C3%A3o/2002/RES109-02.htm	24.01.2002
Verordnung SUSEP N° 477/2013	Circular SU-SEP N° 477/2013	www2.susep.gov.br/bibliotecaweb/docOriginal.aspx?tipo=1&codigo=31460	30.09.2013
Verwaltungsentscheidung ANEEL vom 05.04.2015, Aktenzeichen 48500.002981/2015-18.	Voto ANEEL, 05.04.2015; Processo 48500.002981/2015-18	Einschreibbar über die Prozessnummer in der ANEEL Datenbank: http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx	05.04.2015
Verwaltungsentscheidung ANEEL vom 12.04.2016 N° 5.749/2016	RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA ANEEL N° 5.749, DE 12 DE ABRIL DE 2016.	http://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea20165749ti.pdf	12.04.2016
Verwaltungsentscheidungen ANEEL N° 5.749-5.755/2016	Resolução Autorizativa ANEEL N° 5.749-5.755/2016	http://www2.aneel.gov.br/cedoc/area20165749_1.pdf	12.04.2016

Europäische und deutsche Gesetze und Verwaltungsvorschriften

Abkürzung	Langtitel	Stand der Norm
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge	08.04.2019
EEAV	Verordnung zur Ausführung der Erneuerbare-Energien-Verordnung	13.05.2019
EEG 2017	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien	20.11.2019
EE-RL 2009	Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG	05.10.2015
EE-RL 2018	Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quelle	10.06.2019
EEV	Verordnung zur Durchführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Windenergie-auf-See-Gesetzes	13.05.2019
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung	05.12.2019
GemAV	Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen	17.12.2018
KapResV	Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve	28.01.2019
RL (EU) 2014/23	Richtlinie 2014/23/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 über die Konzessionsvergabe Text von Bedeutung für den EWR	01.01.2018
RL (EU) 2019/944	Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU	14.06.2019
UEBLL	Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, (2014/C 200/01)	29.06.2014
VO (EU) 2018/1999	Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates (Text von Bedeutung für den EWR.)	24.12.2018
VO (EU) 2019/943	Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt	14.06.2019
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz	21.06.2019

Diese Arbeit systematisiert die bereits im Jahr 2005 eingeführten brasilianischen Stromauktionen erstmals umfassend und bewertet sie anhand von Experteninterviews und empirischen Erhebungen. Aus dem funktionalen Rechtsvergleich mit dem deutschen Ausschreibungsmodell ergeben sich wesentliche Erkenntnisse für das EEG 2017 im Bereich der Technologieoffenheit und der Realisierungsquote bezuschlagter Projekte. Denn die EEG-Ausschreibungen verstoßen infolge niedriger Teilnehmerzahlen in weiten Teilen gegen die unionsrechtliche Vorgabe der EE-Richtlinie 2018 zur wettbewerbsorientierten Vergabe von Fördermitteln. Zudem verfehlen sie die national gesetzten Ausbauziele. Als Lösungsvorschlag wird ein auf den brasilianischen Vorschriften basierender Regelungsentwurf zur automatischen technologieübergreifenden Umverteilung der ausgeschriebenen Leistung erarbeitet. Ferner zeigt diese Arbeit auf, dass die Regelungen des EEG 2017 Projektabbrüche kaum sanktionieren. Daher sollte erwogen werden, nach brasilianischem Vorbild Projektabbrüche mit dem Ausschluss von zukünftigen Ausschreibungen zu pönalisieren.

Logos Verlag Berlin

ISBN 978-3-8325-5215-2