

Smart Grids - Rechtliche Aspekte von Intelligenten Stromnetzen in Österreich

Österreichische
Begleitforschung
zu Smart Grids

K. de Bruyn
A. Kollmann
B. Bartos
B. Markl
M. Schwarz
A. Hauer

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

14/2014

Impressum:

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

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

www.NachhaltigWirtschaften.at

Smart Grids - Rechtliche Aspekte von Intelligenten Stromnetzen in Österreich

Österreichische Begleitforschung
zu Smart Grids

Dr.ⁱⁿ Kathrin de Bruyn, Mag.^a Dr.ⁱⁿ Andrea Kollmann,
Bettina Bartos, MMag.^a Dr.ⁱⁿ Beatrice Markl,
PMSc, LL.B., DI (FH) Markus Schwarz, PMSc
Univ.-Prof. Dr. Andreas Hauer
Verein Energieinstitut an der
Johannes Kepler Universität Linz

Linz, August 2012

Inhaltsverzeichnis

Kapitel 1: Kurzfassung	15
Kapitel 2: Einleitung.....	28
Kapitel 3: Ausgangssituation und Erfordernisse für Smart Grids in Österreich	30
I. Besonderheiten der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen im Vergleich zu konventionell erzeugter Elektrizität	31
1. Zentrale Erzeugung / Dezentrale Erzeugung	31
2. Bedarfsgerechte Erzeugung / Fluktuierende Erzeugung.....	32
3. Einspeisung ins Übertragungsnetz / Einspeisung ins Verteilernetz.....	33
II. Eine mögliche Konsequenz: Netzausbau und Kapazitätserweiterung.....	39
III. Alternativen zum Netzausbau	40
1. Netzanschluss- / Netzzugangsverweigerung.....	40
2. Einspeisemanagement	40
3. Speichertechnologien	40
a. Pumpspeicherkraftwerke.....	41
b. Nutzung der Elektromobilität	42
c. Power-to-Gas	43
4. Nachfrageseitiges Lastmanagement	43
5. Speicher- und Verbrauchssteuerung	45
IV. Neues Netz: Smart Grid	46
1. Definitionen.....	46
2. Komponenten und Funktionsweise von intelligenten Stromnetzen	47
3. Eigene Definition.....	49
4. Pilotprojekte	49
a. Projekt mit europäischen Projektpartnern	49
b. In Österreich.....	50
c. In Deutschland	53
V. Zusammenfassung.....	54

Kapitel 4: Netzausbau zur Einbindung dezentraler und fluktuierender Erzeugungsanlagen in das Energiesystem	56
I. Dezentrale fluktuierende Erzeugung macht Netzausbauten / -verstärkungen erforderlich.....	56
1. EU-Richtlinien	56
a. Vorgaben der Erneuerbare Energien-Richtlinie zum Netzzugang und zum Netzausbau	57
b. Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie zum Netzzugang und zum Netzausbau	59
c. Fazit	60
2. Regelung des Netzausbaus im EIWOG 2010.....	61
3. Regelung des Netzausbaus in den Landesgesetzen	66
II. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge	69
Kapitel 5: Optionen zur Reduktion der Netzausbaulast	71
I. Einschränkung des Netzanschlusses / des Netzzugangs	72
1. Netzanschluss	72
2. Netzzugang.....	76
3. Die Voraussetzungen für die Einspeisung und Vergütung in Österreich	82
4. Zum Vergleich: Vorgehensweise in Deutschland hinsichtlich Netzanschluss und Netzausbau.....	84
5. Zwischenergebnis	89
II. Einspeisemanagement.....	89
1. Erneuerbare Energien-Richtlinie.....	90
2. ÖSG 2012, EIWOG 2010 und Landesausführungsgesetze.....	91
3. Zwischenergebnis und Änderungsvorschläge	94
4. Zum Vergleich: Die Regelung in Deutschland	96
III. Speichertechnologien	99
1. Erneuerbare Energien-Richtlinie.....	100
2. ÖSG 2012 / EIWOG 2010.....	100
3. Ausgewählte Speichertechnologien im Smart Grid	100
a. Pumpspeicherkraftwerke.....	100
aa. Rechtslage in Österreich.....	101
bb. Rechtslage in Deutschland	102
cc. Ist die Einordnung der Pumpspeicherkraftwerke als End- bzw. Letztverbraucher sachgerecht?	103

b. Elektrofahrzeuge	104
aa. Ladeeinrichtungen.....	106
(1) Rechtliche Vorgaben für Ladestationen	107
(2) Ist die Ladestation ein Teil des Netzes?	109
bb. Datenschutzrecht	111
c. Power-to-Gas-Technologie	113
4. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge	116
IV. Nachfrageseitiges Lastmanagement	116
1. Verhaltensänderung der Verbraucher durch finanzielle Anreize	117
a. Variable Netzentgelte als Anreiz zur Verhaltensänderung.....	117
aa. Rechtslage in Österreich.....	118
bb. Rechtslage in Deutschland	121
b. Variable Strompreise als Anreiz zur Verhaltensänderung	123
aa. In Österreich.....	123
bb. In Deutschland	125
c. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge.....	126
2. Speicher- und Verbrauchssteuerung durch den Netzbetreiber.....	127
a. Vertragliche Vereinbarungen zwischen Kunden und dem Netzbetreiber.....	127
b. Durch Zwangsmaßnahmen.....	128
aa. Die Freiheit der Erwerbstätigkeit	129
bb. Das Grundrecht auf Unversehrtheit des Eigentums.....	132
cc. Der Gleichheitssatz	134
dd. Privatsphäre	135
c. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge.....	135
Kapitel 6: Smart Metering im Smart Grid	137
I. Definition von Smart Metering	137
II. Europarechtliche Rahmenbedingungen für die Einführung von intelligenten Stromzählern.....	138
1. Vorgaben der EU-Richtlinien	138
2. Exkurs: Empfehlung der Kommission	141
3. Unmittelbare Anwendbarkeit der Richtlinien?	141
III. Nationale Vorgaben hinsichtlich intelligenter Stromzähler	143
1. § 83 EIWOG 2010 – Intelligente Messgeräte	143

2. § 84 EIWOG 2010 – Messdaten von intelligenten Messgeräten	145
a. Beginn der Datenerfassung	146
b. Häufigkeit der Datenerfassung und -speicherung.....	147
c. Zweckbestimmung	148
d. Verbrauchs- und Stromkosteninformation.....	149
e. Verordnungsermächtigung.....	149
3. Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011).....	150
4. Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)	152
5. Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (DAVID-VO 2012).....	153
IV. Intelligente Zähler und das österreichische Datenschutzrecht	154
1. Begrifflichkeiten des DSG 2000.....	156
a. Auftraggeber	156
b. Betroffener	157
c. Datenverwendung.....	158
d. Personenbezogene Daten	158
2. Datenschutzrechtliche Prüfung der Verwendung von Viertelstundenstrom- verbrauchswerten durch den Netzbetreiber.....	159
a. Prüfung der Einhaltung der allgemeinen Grundsätze des § 6 DSG 2000.....	160
b. Prüfung der Berechtigung des Auftraggebers.....	161
aa. Zweck und Inhalt der Datenanwendung.....	161
(1) Zweck.....	161
(2) Inhalt	162
(3) Datenanwendung	163
bb. Vorliegen einer gesetzlichen Zuständigkeit oder einer rechtlichen Befugnis.....	163
(1) Gesetzliche Zuständigkeit	163
(2) Rechtliche Befugnis	163
c. Berücksichtigung der schutzwürdigen Geheimhaltungsinteressen des Betroffenen.....	164
aa. Ausdrückliche gesetzliche Ermächtigung oder Verpflichtung	165
bb. Zustimmung	167
cc. Überwiegende berechnigte Interessen des Auftraggebers oder eines Dritten	168
(1) Für Zwecke der Verrechnung.....	168
(2) Für Zwecke der Kundeninformation	169
(3) Für Zwecke der Energieeffizienz.....	170

d. Überprüfung des erforderlichen Ausmaßes und des gelindesten Mittels.....	171
3. Datenschutzrechtliche Prüfung der Übermittlung der Viertelstundenstromver- brauchswerten	171
a. Die Daten stammen aus einer zulässigen Datenverwendung gem. § 7 Abs. 1 DSG 2000	172
b. Glaubhaftmachung der gesetzlichen Zuständigkeit oder rechtlichen Befugnis... 172	
c. Berücksichtigung der schutzwürdigen Geheimhaltungsinteressen des Betroffenen.....	172
aa. Ausdrückliche gesetzliche Ermächtigung oder Verpflichtung (§ 8 Abs. 1 Z 1 DSG 2000).....	173
bb. Zustimmung des Betroffenen (§ 8 Abs. 1 Z 2 DSG 2000)	173
cc. Überwiegende berechtigte Interessen des Auftraggebers oder eines Dritten	173
(1) Für Zwecke der Verrechnung.....	173
(2) Für Zwecke der Kundeninformation	174
d. Überprüfung des erforderlichen Ausmaßes und des gelindesten Mittels sowie die Einhaltung der Grundsätze des § 6 DSG 2000	175
4. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge	175
Kapitel 7: Smart Grids und Entflechtung	177
I. Entflechtungsmaßnahmen	177
1. Buchhalterische Entflechtung	177
2. Informatorische Entflechtung	178
3. Operationelle Entflechtung	180
4. (Gesellschafts-)rechtliche Entflechtung	182
5. Eigentumsrechtliche Entflechtung	183
II. An welchen Stellen kollidiert das Smart Grid mit der Entflechtung?	186
1. Buchhalterische Entflechtung	186
2. Informatorische Entflechtung	186
3. Operationelle Entflechtung	187
4. (Gesellschafts-)rechtliche Entflechtung	188
5. Eigentumsrechtliche Entflechtung	188
III. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge	188

Kapitel 8: Regel- und Ausgleichsenergie in einem aktiven Verteilnetz	190
I. Gleichgewicht von Stromerzeugung und Stromabnahme.....	190
1. Primärregelung	191
2. Sekundärregelung	192
3. Tertiärregelung	194
4. Ausgleichsenergie	195
5. Unterschiede zwischen Regel- und Ausgleichsenergie	196
II. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge	196
Kapitel 9: Smart Grids und bundesstaatliche Kompetenzverteilung	199
I. Smart Grids und Elektrizitätswesen	199
II. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge	202
Kapitel 10: Smart Grids und Behördenorganisation.....	203
I. Die einzelnen Behörden.....	203
1. Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend.....	203
2. Landesregierung	203
3. Regulierungsbehörde	203
II. Rechtsschutz	207
III. Sind Änderungen der bestehenden Behördenorganisation im Dienste von Smart Grids notwendig?	209
Kapitel 11: Telekommunikationsrechtliche Aspekte von Smart Grids	210
I. Rechtliche Voraussetzungen für Telekommunikationsnetze.....	210
II. Smart Grids als Kommunikationsnetze.....	213
1. Informationskanäle und Anwendungsbereich des TKG.....	214
2. Zulässigkeitsvoraussetzungen für den Betrieb eines Kommunikationsnetzes	215
III. Nutzung bestehender Kommunikationsleitungen für die Datenübertragung durch den Netzbetreiber	217
IV. Datenschutz im Kommunikationsnetz.....	218
V. Zusammenfassung.....	219

Kapitel 12: Zusammenfassung der rechtlichen Änderungsvorschläge.....	220
Literaturverzeichnis	223
Abbildungsverzeichnis	240
Impressum	241

Abkürzungsverzeichnis

a.A.	andere Ansicht
ABl.	Amtsblatt
Abs.	Absatz
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. C 2010/83, 1
AG	Aktiengesellschaft
AGB	Allgemeine Geschäftsbedingungen
Anm.	Anmerkung
APG	Austrian Power Grid
arg.	Argumento (folgt aus)
Art.	Artikel
Az.	Aktenzeichen
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGBI.	Bundesgesetzblatt [österreichisch: Jahr/Nummer; ab 1997: Teil Jahr/Nummer]
BGH	deutscher Bundesgerichtshof
BKA-VD	Bundeskanzleramt-Verfassungsdienst
BlgNr.	Beilage(n) zu den stenographischen Protokollen des Nationalrates
BMVIT	Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
BMWFJ	Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend
BT-Drucks.	Bundestagsdrucksache (deutsch)
BVerfGE	Entscheidungen des (deutschen) Bundesverfassungsgerichts (1952 ff) [Band, Seite]
B-VG	Bundes-Verfassungsgesetz, BGBI. 1930/1 (WV) i.d.g.F.
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
d.h.	das heißt
DAVID-VO	Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DöV	Die Öffentliche Verwaltung - Zeitschrift für öffentliches Recht und Verwaltungswissenschaft

Abkürzungsverzeichnis

DSG 200	Bundesgesetz über den Schutz personenbezogener Daten (Datenschutzgesetz 2000), BGBl. I 1999/165 i.d.F. BGBl. I 2009/135
DSK	Datenschutzkommission
DSL	Digital Subscriber Line
DuD	Datenschutz und Datensicherheit
DVBl.	Deutsches Verwaltungsblatt
e.V.	eingetragener Verein
e/m/w	Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb
ECG	Energie-Control GmbH
ECK	Energie-Control Kommission
E-Control	E-Control Austria
E-ControlG	Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz), BGBl. I 2010/110 i.d.F. BGBl. I 2012/51
EEG 2012	Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Gesetz vom 17.08.2012 (BGBl. I S. 1754)
EE-RL 2001	Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27.09.2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, ABI. L 283/2001, 33 ff.
EE-RL 2009	Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABI. L 2009/140, 16
EG	Europäische Gemeinschaft(en)
EGMR	Europäischer Gerichtshof für Menschenrechte
EGV	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaften, ABI.
EICG	Elektrizitäts-Control GmbH
EICK	Elektrizitäts-Control Kommission
ElRL 1996	Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABI. L 1997/27, 20

Abkürzungsverzeichnis

EltRL 2003	Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABI. L 2003/176, 37
EltRL 2009	Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABI. L 2009/211, 55
EIWOG 2010	Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010), BGBl. I 2010/110
EMRK	Europäische Menschenrechtskonvention BGBl. 1958/529
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz vom 21.08.2009 (BGBl. I S. 2870), zuletzt geändert durch Gesetz vom 07.03.2011 (BGBl. I S. 338)
ENTSO-E	Europäischer Verbund der Übertragungsnetzbetreiber für Strom (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Januar 2012 (BGBl. I S. 74) geändert worden ist
Erläut	Erläuterung, -en
ErläutRV	Erläuterungen zur Regierungsvorlage
ESMA	European Smart Metering Alliance
ET	Energiewirtschaftliche Tagesfragen
et al.	et alii / et aliae / et alia (lat.), „und andere“
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
evt.	eventuell
EVU	Elektrizitätsunternehmen
f.	und der, die folgende
ff.	und der, die folgenden
gem.	gemäß
GewO 1994	Gewerbeordnung 1994, BGBl. 1994/194 i.d.F. BGBl. 2012/50
ggf.	gegebenenfalls
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GP	Gesetzgebungsperiode

Abkürzungsverzeichnis

GRC	Charta der Grundrechte der Europäischen Union
grds.	grundsätzlich
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
GWG 2011	Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011), BGBl. I 2011/107
h.M.	herrschende Meinung
H ₂	Wasserstoff
Hrsg.	Herausgeber
Hz	Hertz
i.d.F.	in der Fassung
i.d.g.F.	in der geltenden Fassung
i.d.R.	in der Regel
i.d.S.	in diesem Sinn
i.S.d.	im Sinne des, -der
i.S.v.	im Sinne von
i.V.m.	in Verbindung mit
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IMA-VO 2011	Verordnung der Energie-Control Austria, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011), BGBl. II 2011/339
IME-VO	Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung), BGBl. II 2012/138
insb.	insbesondere
IR	InfrastrukturRecht - Energie, Verkehr, Abfall, Wasser
ISO	Independent System Operator
ITO	Independent Transmission Operator
JuS	Juristische Schulung
km	Kilometer
KOM	Dokumente der Kommission der Europäischen Gemeinschaften
KSchG	Konsumentenschutzgesetz BGBl. 1979/140 i.d.F.
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

Abkürzungsverzeichnis

leg. cit.	legis citatae
LG	Landesgericht
LGBl.	Landesgesetzblatt
lit.	litera
m ³	Kubikmeter
max.	maximal
ME	Ministerialentwurf
min.	mindestens
MMR	Zeitschrift MultiMedia und Recht
Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28.07.2011 (BGBl. I S. 1690)
NJW	Neue Juristische Wochenschrift
NÖ EIWG 2005	NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005, LGBl. 7800–0 i.d.F. LGBl. 7800–4
Nr.	Nummer
NVwZ	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht
NVwZ-RR	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht Rechtsprechungs-Report
NWV	Neuer Wissenschaftlicher Verlag
OGH	Oberster Gerichtshof
ÖJZ	Österreichische Juristen-Zeitung
OLG	Oberlandesgericht
Oö. BauO	Landesgesetz vom 05.05.1994, mit dem eine Bauordnung für Oberösterreich erlassen wird (Oö. Bauordnung 1994), LGBl. 1994/66 i.d.F. LGBl. 2008/36
Oö. EIWOG 2006	Landesgesetz, mit dem das Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006 erlassen wird (Oö. EIWOG 2006), LGBl. 2006/1 i.d.F. LGBl. 2012/54
ÖSG 2012	Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung erlassen werden (Ökostromgesetz), BGBl. I 2002/149 i.d.F. BGBl. I 2012/11
oV	ohne Verfasser
ÖVGW	Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
ÖZW	Österreichische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht
PLC	Powerline Communication

Abkürzungsverzeichnis

PV	Photovoltaik
RdE	Recht der Energiewirtschaft
RGBl.	Reichsgesetzblatt
Rs.	Rechtssache
Rspr.	Rechtsprechung
RTR	Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH
RV	Regierungsvorlage
Rz.	Randziffer
S.	a) Satz b) Seite
SlgNr.	Sammlungsnummer
SNE-VO 2012	Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012), BGBl. II 2011/440
sog.	sogenannte, -er, -es
StGG	Staatsgrundgesetz vom 21. December 1867, über die allgemeinen Rechte der Staatsbürger für die im Reichsrathe vertretenen Königreiche und Länder, RGBl. 142/1867 i.d.F BGBl. 684/1988
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Gesetz vom 28.07.2011 (BGBl. I S. 1690)
StVO	Bundesgesetz vom 06.07.1960, mit dem Vorschriften über die Straßenpolizei erlassen werden (Straßenverkehrsordnung 1960), BGBl. 1960/159 i.d.F. BGBl. I 2012/50
TEG 2012	Gesetz vom 16.11.2011 über die Regelung des Elektrizitätswesens in Tirol (Tiroler Elektrizitätsgesetz 2012), LGBl. 2011/134
TKG	Bundesgesetz, mit dem ein Telekommunikationsgesetz erlassen wird (Telekommunikationsgesetz 2003 - TKG 2003), BGBl. I 2003/70 i.d.F. BGBl. I 2011/102
TOR	Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
u.a.	a) und andere, -s b) unter anderem
u.E.	unseres Erachtens
u.U.	unter Umständen
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
v.a.	vor allem

Abkürzungsverzeichnis

VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VEÖ	Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs
VerrStG	Verrechnungsstellengesetz, Bundesgesetz, mit dem die Ausübungsvoraussetzungen, die Aufgaben und die Befugnisse der Verrechnungsstellen für Transaktionen und Preisbildung für die Ausgleichsenergie geregelt werden, BGBl. I 2000/121 i.d.F. BGBl. I 2004/25
VfGH	Verfassungsgerichtshof
VfSlg.	Sammlung der Erkenntnisse und wichtigsten Beschlüsse des Verfassungsgerichtshofes
vgl.	vergleiche
vs.	versus
VVG	Verwaltungsvollstreckungsgesetz 1991, BGBl. 1991/53 (WV) i.d.F. BGBl. I 2012/50
VwGH	Verwaltungsgerichtshof
VwSlg.	Sammlung der Erkenntnisse und wichtigsten Beschlüsse des Verwaltungsgerichtshofes
wbl	wirtschaftsrechtliche blätter
WV	Wiederverlautbarung
Z	Zahl, Ziffer
z.B.	zum Beispiel
ZfE	Zeitschrift für Energiewirtschaft
ZNER	Zeitschrift für Neues Energierecht
ZP-MRK	Zusatzprotokoll zur Konvention zum Schutz der Menschenrechte und Grundfreiheiten
ZTR	Zeitschrift für Technikrecht
ZUR	Zeitschrift für Umweltrecht
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.
ZVR	Zeitschrift für Verkehrsrecht

Kapitel 1: Kurzfassung

Aufgrund der steigenden Nachfrage nach Energie, der Verknappung von fossilen und der Risiken der atomaren Energiequellen sowie deren Endlagerungsprobleme kam dem Thema „Energie“ immer schon in sämtlichen Lebensbereichen gesamtgesellschaftliche Bedeutung zu. Das Reaktorunglück in Fukushima und die daraufhin beschlossene „Energiewende“ haben jedoch dazu geführt, dass das Thema „Energie“ heutzutage wohl zu einem der wichtigsten überhaupt geworden ist. Allerdings bringt die vermehrte Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, wie sie auch in der Erneuerbare Energien-Richtlinie (EE-RL) gefordert wird, eine immense Veränderung innerhalb des Elektrizitätsversorgungssystems mit sich, was eine große Herausforderung für die Wirtschaft, Politik, Wissenschaft, aber auch die Bevölkerung darstellt. So tritt neben die zentral gelegenen großen konventionellen Kraftwerke (z.B. Erdöl, Kohle, Erdgas, Kernkraft) eine Vielzahl von dezentralen kleinen Erzeugungsanlagen z.B. in Form von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Diese neuen Erzeugungsanlagen haben jedoch die Besonderheit, dass sie zumeist vom Wetter und von der Tages- und Jahreszeit abhängig sind und damit nicht bedarfsgerecht dem jeweiligen Verbrauch angepasst produzieren können. Dies wird vor allem dann problematisch, wenn zu Zeiten hohen Strombedarfs die Produktion dieser fluktuierender Erzeugungsanlagen zu gering ist, zumal Strom heutzutage noch nicht in ausreichendem Maße auf Vorrat gespeichert werden kann, wenn er gerade im Übermaß vorhanden ist. Darüber hinaus ist problematisch, dass die dezentralen Erzeugungsanlagen aufgrund ihrer Anlagengröße nicht wie die konventionellen Kraftwerke ins Übertragungsnetz einspeisen, sondern ins Verteilernetz. Es findet somit ein Übergang vom passiven zum aktiven Verteilernetz statt, indem dieses nicht mehr nur die Funktion eines Ausspeisenetzes hat, sondern nunmehr auch die eines Einspeisenetzes. Da aber nicht eingespeist wird, was gerade benötigt, sondern was wetter- und tages- und jahreszeitenbedingt produziert und durch den Anlagenbetreiber nicht selber verbraucht wird, kommt es gleichsam zu einem „Gegenverkehr“ im Netz, da die nicht gebrauchte Energie in Richtung der überlagerten Netzebenen, also „von unten nach oben“ fließt. Die bestehenden Netze geraten dabei umso mehr an ihre Belastungsgrenze, je mehr Strom aus erneuerbaren Energiequellen eingespeist wird, da sie noch nicht auf einen hohen Anteil volatiler Erzeugung ausgelegt sind. Aus diesem Grund müssen sowohl das Übertragungs- als auch das Verteilernetz ausgebaut werden, wobei nunmehr auch das Verteilernetz „intelligent“, also mit Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) ausgestattet, werden muss, damit die Übertragungsnetzbetreiber besser auf Zustände reagieren können, die durch Einspeisung

und Verbrauch im untergelagerten Verteilernetz verursacht werden. Denn trotz des Ausbaus der fluktuierenden Energiequellen gilt es auch weiterhin, die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Die IKT-Infrastruktur ermöglicht den Informationsaustausch zwischen den einzelnen Erzeugungsanlagen, den Netzkomponenten, den Speichern und den Verbrauchern, sodass das Steuerungs- und Regelungspotential erweitert wird und mehr dezentrale Erzeugungsanlagen effektiv an das Verteilernetz angeschlossen werden können. Die „Energiewende“ kann somit mittels eines Aus- bzw. Umbaus der (bestehenden) Netzinfrastruktur zu Smart Grids leichter bewältigt werden.

Nach Art. 16 Abs. 1 EE-RL 2009 haben die Mitgliedstaaten geeignete Schritte zu ergreifen, um die Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur, intelligente Netze, Speicheranlagen und das Elektrizitätssystem auszubauen, um den sicheren Betrieb des Systems zu ermöglichen, während der Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (mittels eines vorrangigen oder garantierten Netzzugangs) Rechnung getragen wird. Damit ist ein erster rechtlicher Ansatz für Smart Grids vorgegeben. Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009 (EltRL 2009) relativiert dies in der Weise, indem die Netzbetreiber nach Art. 12 lit. a bzw. Art. 25 Abs. 1 EltRL 2009 die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen haben, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung bzw. Verteilung von Elektrizität zu befriedigen, und unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Netze zu betreiben, zu warten und auszubauen haben. Die Forderungen nach einem garantierten bzw. vorrangigen Netzzugang für Ökostromerzeugungsanlagen einerseits und nach einem Netzausbau zu wirtschaftlichen Bedingungen andererseits müssen folglich bei der Umsetzung durch die Mitgliedstaaten in Einklang gebracht werden. Auch wenn das EIWOG 2010 keine explizite Pflicht zur Einführung von intelligenten Stromnetzen vorsieht, wurden im Dienste der Umsetzung des Art. 12 lit. a EltRL 2009 diese Vorgaben in der Grundsatzbestimmung des § 40 Abs. 1 Z 7 EIWOG 2010 verpflichtend für Übertragungsnetzbetreiber übernommen. Die Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität verpflichtet sie, voraussehbare Nachfrageentwicklungen zu berücksichtigen. Dies erfordert eine Bedarfsprognose und eine Ausbauplanung. Bei der Bedarfsprognose sind langfristig u.a. die Höhe des Energiebedarfs und dessen regionale Verteilung sowie die Einspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen einzukalkulieren. Sind die Übertragungsnetzbetreiber nicht in der Lage, den zu erwartenden Bedarf zu decken, müssen sie neue Netzkapazitäten im Wege des Netzausbaus schaffen. Aufgrund der dafür erforderlichen hohen Investitionen steht diese Verpflichtung jedoch unter dem Vorbehalt der Wirtschaftlichkeit. So müssen sie die Kosten für den Netzausbau langfristig über die

Netzentgelte der Netzbenutzer amortisiert bekommen. Die Regelung zielt folglich darauf ab, einen überobligatorischen und gesamtwirtschaftlichen Netzausbau zu vermeiden. Im Gegensatz zum „alten“ EIWOG wurde dennoch eine vergleichsweise „harte“, möglicherweise auch eine unmittelbar durchsetzbare Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzausbau eingeführt. Für die Verteilernetzbetreiber besteht hingegen keine ausdrückliche Netzausbaupflicht. § 45 Z 22 EIWOG 2010 sieht lediglich als Grundsatzbestimmung vor, dass die Verteilernetzbetreiber bei ihrer Netzausbauplanung auch Energieeffizienzmaßnahmen, Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentrale Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen haben, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte. Jedoch könnte gerade der Ausbau der dezentralen Erzeugungsanlagen ausschlaggebend für einen Netzausbau und nicht für dessen Erübrigung sein. Während die Landesgesetze für Übertragungsnetzbetreiber den Wortlaut des § 40 Abs. 1 Z 7 EIWOG 2010 übernommen haben, differiert dies bei der Umsetzung hinsichtlich der Verteilernetzbetreiber. Für die Verteilernetzbetreiber in Kärnten, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Tirol und Wien wird die Pflicht, wie im EIWOG 2010 auch, nur indirekt normiert, indem geregelt ist, dass bei der Planung des Verteilernetzausbaus gewisse Faktoren zu berücksichtigen sind. Die Verteilernetzbetreiber im Burgenland und in Niederösterreich sind hingegen verpflichtet, die von ihnen betriebenen Netze bedarfsgerecht auszubauen, um auf lange Sicht die Fähigkeit der Verteilernetze sicherzustellen, die voraussehbare Nachfrage nach Verteilung zu befriedigen. Vergleichbares gilt auch für die Verteilernetzbetreiber aus Vorarlberg. Diese restriktive Regelung könnte auf den Eigentumsverhältnissen der Netzbetreiber beruhen und damit auch eine Maßnahme des Selbstschutzes vor Schadensersatzforderungen sein. Wie dem auch sei, scheint es sinnvoller, die Netzausbaupflicht gesetzlich auf bis zu 95 % der maximalen Einspeisung zu begrenzen, um einen wirtschaftlichen Rahmen zu gewährleisten.

Um den teuren und langwierigen Netzausbau in einem wirtschaftlich vertretbaren Rahmen zu halten, wurden in der vorliegenden Studie auch zusätzliche Optionen rechtlich untersucht, die geeignet erscheinen, die steigende Anzahl dezentraler fluktuierender Erzeugungsanlagen in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren.

Zunächst stellt sich die Frage, ob der Netzanschluss bzw. der Netzzugang der Ökostromerzeugungsanlagen durch den Netzbetreiber verweigert werden kann, um auf diesem Wege die Netzausbaulast zu reduzieren. Der Netzanschluss stellt die physische Verbindung der Anlage eines Kunden oder Erzeugers von elektrischer Energie mit dem Netzsystem dar. Nach der Grundsatzbestimmung des § 45 Z 2 EIWOG 2010 trifft die

Verteilernetzbetreiber eine allgemeine Anschlusspflicht, wobei jedoch keine Privilegierung von Ökostromerzeugungsanlagen vorgesehen ist. Diese allgemeine Anschlusspflicht entfällt je nach landesgesetzlicher Bestimmung lediglich im Einzelfall, soweit der Anschluss dem Verteilernetzbetreiber unter Beachtung der Interessen der Gesamtheit der Netzbenutzer im Einzelfall technisch und/oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist. Während es sich beim Einwand der technischen Unzumutbarkeit nur um einen vorübergehenden Verweigerungsgrund handelt, da der Netzbetreiber verpflichtet ist, derartige Mängel zu beheben, geht es beim Einwand der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit um das objektive Verhältnis von Aufwand und Nutzen hinsichtlich des jeweiligen Netzanschlusses. Daher bedarf es einer Abwägung sämtlicher relevanter Belange, wozu auch die Interessen der anderen Netzbenutzer gehören. Allerdings wird sich der Verteilernetzbetreiber vor dem Ziel der vermehrten Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien nicht dauerhaft mit dem Einwand der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit seiner Verpflichtung zum Netzausbau entziehen können. Dies hat seine Ursache in dem gegenüber dem EIWOG 2010 spezielleren ÖSG 2012, das für den Netzanschluss der Ökostromerzeugungsanlagen maßgeblich ist. Nach § 6 ÖSG 2012 hat jede Ökostromerzeugungsanlage ausnahmslos, also ohne Netzanschlussverweigerungsmöglichkeit des Netzbetreibers, das Recht, an das Netz jenes Netzbetreibers angeschlossen zu werden, innerhalb dessen Konzessionsgebiet sich die Anlage befindet. Dies zwingt den Netzbetreiber u.U. sogar dazu, seine Netzkapazitäten zu erweitern.

Nicht nur die Verweigerung des Netzanschlusses, sondern auch die Verweigerung des sich anschließenden Netzzugangs stellt keine geeignete Möglichkeit dar, die Netzausbau last zu reduzieren. Unter dem Netzzugang versteht man die tatsächliche Nutzung des Netzsystems zum Zwecke der Einspeisung oder Entnahme von Strom aus dem öffentlichen Netz. Die Grundsatzbestimmung des § 15 EIWOG 2010 verpflichtet sämtliche Netzbetreiber, ohne die Einräumung eines Ermessensspielraums, Netzzugangsberechtigten Netzzugang zu gewähren. Lediglich bei Störfällen oder mangelnden Netzkapazitäten kann der Netzbetreiber den Netzzugang vorübergehend bis zur Behebung verweigern. Da der Netzbenutzer einen gesetzlich garantierten Anspruch auf Netzzugang hat, sind die Netzzugangsverweigerungsgründe restriktiv auszulegen. Das ÖSG 2012 regelt den Netzzugang hingegen nicht. Allerdings bestimmt § 12 Abs. 1 ÖSG 2012, dass die Ökostromabwicklungsstelle verpflichtet ist, den ihr angebotenen Ökostrom im Rahmen der zur Verfügung stehenden Fördermittel abzunehmen. Gewiss ist auch der Netzzugang eine notwendige Voraussetzung, damit die Ökostromabwicklungsstelle den Ökostrom überhaupt abnehmen kann bzw. damit der Ökostromanlagenbetreiber seinen Ökostrom der Ökostromabwicklungsstelle liefern kann. Daraus können aber keine Rückschlüsse auf das

Recht zum Netzzugang gezogen werden: § 12 ÖSG 2012 regelt nämlich das Verhältnis zwischen Ökostromabwicklungsstelle und Ökostromanlagenbetreiber, das EIWOG 2010 regelt das Rechtsverhältnis zwischen Ökostromanlagenbetreiber und Netzbetreiber. Es handelt sich also um zwei unterschiedliche Rechtskreise. Die Abnahmepflicht der Ökostromabwicklungsstelle setzt sohin – auf der tatsächlichen Ebene – Netzzugang des Ökostromanlagenbetreibers voraus, regelt ihn aber nicht. Dennoch ergibt sich insgesamt, dass vor dem Hintergrund des in Art. 16 Abs. 2 lit. b EE-RL 2009 geforderten vorrangigen oder garantierten Netzzugangs für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen auch die Verweigerung des Netzzugangs keine Option darstellt, die Netzausbaulast zu reduzieren.

Die Studie gibt in diesem Zusammenhang auch einen Einblick in die deutsche Rechtslage, die in § 5 Abs. 1 EEG 2012 einen unverzüglichen vorrangigen Netzanschluss von Ökostromerzeugungsanlagen vorsieht. Diese Pflicht des Netzbetreibers zum Netzanschluss besteht selbst dann, wenn er dafür sein Netz optimieren, verstärken oder ausbauen muss, sofern ihm dies wirtschaftlich zumutbar ist (§ 9 EEG 2012).

Da es aufgrund der unionsrechtlichen Vorgaben für Netzbetreiber langfristig kaum möglich sein wird, den Netzanschluss und den Netzzugang für Ökostromerzeugungsanlagen zu verweigern, drängt sich die Frage auf, ob sie als gelinderes Mittel Ökostromerzeugungsanlagen zu Spitzenlastzeiten drosseln oder ganz vom Netz nehmen können. Unter wirtschaftlicher Betrachtung kann es nämlich sinnvoll sein, zu Zeiten seltener Spitzenlasten derartige Einspeiser vom Netz zu nehmen, als das Netz auf Vorrat teuer auszubauen und Kapazitäten vorrätig zu halten, die zumeist ohnehin nicht benötigt werden. Ein solches sog. Einspeisemanagement ist bisher jedoch in Österreich (im ÖSG 2012), anders als in Deutschland, gesetzlich nicht geregelt. Geregelt ist jedoch die Maßnahme des Engpassmanagements. Demnach besteht nach der Grundsatzbestimmung des § 40 Abs. 1 Z 11 EIWOG 2010 für Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit, Engpässe zu ermitteln und Maßnahmen zu setzen, um Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen sowie die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Sofern dafür Leistungen der Erzeuger (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung) erforderlich sind, hat der Übertragungsnetzbetreiber dies dem Regelzonenführer zu melden. Aus dieser Bestimmung ergibt sich somit auch, dass eine Einschränkung der Erzeugung in Betracht kommt. Nach § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 können die Regelzonenführer für die Veränderung der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen Verträge mit den Erzeugern abschließen. Nach der Verfassungsbestimmung des § 23 Abs. 9 EIWOG 2010 ist der Regelzonenführer auch ohne derartige Vereinbarungen befugt, die Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung sowie

die Veränderung der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen zu verlangen. Dabei ist jedoch der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen Vorrang einzuräumen, sodass diese Erzeuger zuletzt zu drosseln sind. Allerdings treffen diese Regelungen nur den Engpassfall im Übertragungsnetz, nicht jedoch im Verteilernetz. Die Grundsatzbestimmung des § 45 Z 12 EIWOG 2010 erlaubt den Verteilernetzbetreibern zur Abwendung konkreter Schäden am Netz oder bei seinen Netzbenutzern schadenabwehrende Maßnahmen zu ergreifen. Dazu zählt auch das vorübergehende Drosseln von Ökostromerzeugungsanlagen. Allerdings ist die Maßnahme des Engpassmanagements eine Notfallmaßnahme, die die Leistungspflicht der Netzbetreiber bei Netzengpässen unterbricht. Daher wäre es empfehlenswert, ein Einspeisemanagement im ÖSG 2012 gesetzlich zu regeln, um das Netz nicht für eine 100%ige Einspeisung der angebotenen Energie der Ökostromerzeugungsanlagen vorhalten zu müssen. So könnte festgelegt werden, dass der Netzbetreiber entweder grds. z.B. nur bis zu 95 % der Erzeugnisse „durchleiten“ muss oder zu Spitzenzeiten (evtl. gegen eine Entschädigung) auch Ökostromerzeugungsanlagen drosseln dürfte.

Als weitere Alternative zum Netzausbau sind Speichertechnologien in Betracht zu ziehen. Mit dem raschen Ausbau der erneuerbaren Energien wächst genauso schnell der Bedarf an Speichermöglichkeiten, da sich die Stromnachfrage nur in begrenztem Maße an die fluktuierende Erzeugung anpassen wird. In Österreich sind verbreitet Pumpspeicherkraftwerke als Spitzenlastkraftwerke im Einsatz, die zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit beitragen. Für den Pumpvorgang verwendet diese Speichertechnologie Elektrizität aus dem öffentlichen Stromnetz und ist damit als Entnehmer i.S.v. § 7 Abs. 1 Z 14 EIWOG anzusehen, sodass sie u.a. das Netznutzungsentgelt nach § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 zu entrichten hat. Es stellt sich jedoch die Frage, ob die Einordnung der Pumpspeicherkraftwerke als Endverbraucher (als Unterfall der Entnehmer) sachgerecht ist. So legt nämlich der Wortlaut „Endverbraucher“ die Auslegung nahe, dass der Netzbenutzer das letzte Glied in der Kette ist und die Energie durch sein Verhalten unwiderruflich verloren ist. Dies ist hier jedoch gerade nicht der Fall, da die Energie aufbewahrt wird, um sie später wieder nutzbar machen zu können. Gerade der Sinn und Zweck der Rückeinspeisung von Strom ins Netz macht den Unterschied zwischen Endverbrauchern und Speichern deutlich, was gegen eine Gleichstellung spricht. Diese Unterscheidung müsste explizit im EIWOG 2010 verankert werden, was eine Befreiung der Speicher von der Zahlung der Netzentgelte zur Folge hätte. Im deutschen EnWG gelten Pumpspeicherkraftwerke zwar auch als Letztverbraucher, jedoch sind aufgrund einer Übergangsbestimmung (§ 118 Abs. 6 S. 1 und S. 2 EnWG) neue sowie ausgebaute

Pumpspeicherkraftwerke, die ab dem 04.08.2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, für 10 bzw. 20 Jahre von den Netzentgelten frei gestellt. Dadurch soll ein Anreiz für schnelle Investitionen in den Aus- und Neubau von Speichertechnologien geschaffen werden.

Als mobiles Speichermedium werden die Batterien von Elektrofahrzeugen angedacht. So soll der Ladevorgang nach diversen Vorstellungen mittels IKT dann (wahrscheinlich in der Nacht) gestartet werden, wenn das Netz am wenigsten belastet ist. Zu Zeiten schwacher Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und hohen Verbrauchs kann das aufgeladene Elektroauto wiederum dazu verwendet werden, diesen Strom zurück ins Netz einzuspeisen (sog. Vehicle-to-Grid-Konzept). In Deutschland wird der Fahrer eines Elektroautos nach § 14a EnWG in diesem Fall mit einem reduzierten Netzentgelt belohnt, wenn er also dem Netzbetreiber die Steuerung dieser unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung zum Zwecke der Netzentlastung gestattet. Dies könnte auch im EIWOG 2010 verankert werden, um einen Anreiz bei den Verbrauchern zu schaffen. Bei der Errichtung einer öffentlichen Ladestation muss der Betreiber verschiedene gesetzliche Vorgaben berücksichtigen: So handelt es sich dabei z.B. je nach Art und Größe der Anlage um ein anzeige- oder bewilligungspflichtiges Bauvorhaben i.S.d. Baugesetze der Länder. Ferner bedarf es einer straßenverkehrsrechtlichen Bewilligung nach § 82 StVO, da die Straße nicht zu Verkehrszwecken im engeren Sinn genutzt wird. Für die Zeit während des Ladevorgangs stellt sich die Frage, ob der Fahrer des Elektroautos Parkgebühren zu entrichten hat, um zu gewährleisten, dass der Stellplatz tatsächlich nur für den Ladevorgang und nicht darüber hinaus genutzt wird. Allerdings wird in diesem Zusammenhang die Aufnahme eines Parkverbots, mit Ausnahme der Elektrofahrzeuge während des Ladevorgangs, innerhalb der StVO für effektiver erachtet. Ferner kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass es sich bei der Ladestation nicht um einen Teil des regulierten Elektrizitätsnetzes handelt, zumal sie nicht der Weiterverteilung von Elektrizität und damit auch nicht der Versorgung von Kunden im herkömmlichen Sinne dient und auch das Elektrizitätsnetz bei seinem Betrieb nicht auf die Ladestationen angewiesen ist. Vielmehr unterfällt der Betrieb einer Ladestation der GewO 1994 und muss als freies Gewerbe bei der zuständigen Bezirksverwaltungsbehörde angemeldet werden. Hinsichtlich der Problematik, dass aufgrund des Be- bzw. Entladevorgangs der Batterie Verhaltens- und Bewegungsprofile des Nutzers erstellt werden könnten, ist festzuhalten, dass der Netzbetreiber die erfassten Daten nur für seine Geschäftszwecke, nicht hingegen z.B. für die Herstellung von Bewegungsprofilen verwenden darf.

Da das Erdgasnetz im Gegensatz zum Stromnetz bereits heute europaweit in ausreichendem Maße für Transport- und Speichierzwecke ausgebaut ist, bietet sich das Power-to-Gas-Konzept an, überschüssigen Ökostrom nach entsprechender Umwandlung in synthetisches Methan als Erdgassubstitut im Erdgasnetz zu speichern. Nach erfolgter Speicherung ist die Verwendung dieses synthetischen Methans als Heiz- oder Kraftstoff ebenso möglich wie die Rückverstromung. Allerdings gibt es in Österreich noch keine Power-to-Gas-Anlage, da die Zusammensetzung des synthetischen Methans die Anforderungen der Gasbeschaffenheit nach den ÖVGW-Richtlinien G31 und G33 nicht erfüllt. Es bedürfte somit einer Aufbereitung und Konditionierung des synthetischen Methans oder einer entsprechenden Änderung der ÖVGW-Richtlinien. Für die mögliche Einspeisung ins Erdgasnetz bedürfte es sodann noch einer gesetzlichen Gleichstellung mit Biogas, wie dies in Deutschland normiert ist (§ 3 Z 10c EnWG). Der deutsche Gesetzgeber fördert die Speichertechnologie bereits heute, indem sie u.a. für 20 Jahre von den Entgelten für den stromseitigen Netzzugang und zeitlich unbefristet von den Einspeiseentgelten in das Gasnetz freigestellt ist.

Um Lastspitzen und den kostenintensiven Netzausbau zu vermeiden, ist es anzustreben, eine Verhaltensänderung der Netzbenutzer zu bewirken, sodass sich ein Teil der verschiebbaren Stromnachfrage nach dem Angebot an regenerativer Energie richtet. Voraussetzung eines solchen nachfrageseitigen Lastmanagements ist jedoch die Nutzung eines intelligenten Stromzählers, eines Smart Meters. Eine freiwillige Verhaltensänderung könnte sodann durch finanzielle Anreize erreicht werden. So bietet § 52 EIWOG 2010 der Regulierungsbehörde die Möglichkeit, das Netznutzungsentgelt zeit- und/oder lastvariabel zu gestalten. Voraussetzung dafür wäre das Vorhandensein einer technischen Einrichtung, durch welche der Netzbetreiber steuern kann und eine entsprechende vertragliche Vereinbarung mit dem Kunden über die Unterbrechbarkeit. Ferner könnte der Verbraucher über variable Strompreise (die Strompreise sind im Gegensatz zu den Netzentgelten nicht reguliert) zu einer Verhaltensänderung motiviert werden. Entsprechende Regelungen sieht das EIWOG 2010, anders als das EnWG, jedoch nicht vor. Neben der selbstständigen Verlagerung des Strombezugs durch den Verbraucher kommt die Möglichkeit in Betracht, dass z.B. der Netzbetreiber dies vornimmt. Diesbezüglich können der Kunde und der Netzbetreiber freiwillige vertragliche Vereinbarungen treffen, wonach der Netzbetreiber in Spitzenlastzeiten bzw. bei Flaute berechtigt ist, auf bestimmte elektrische Geräte in Haushalten und Betrieben ferngesteuert zuzugreifen und diese vorübergehend ab- bzw. anzuschalten (sog. Demand-Side-Management). Mangels gesetzlicher Regelung sind einseitige Eingriffe des Netzbetreibers in Rechtspositionen der Speicherbetreiber oder

Verbraucher derzeit nicht möglich. Sollte eine solche Rechtsgrundlage geschaffen werden, müssten mehrere Grundrechte berücksichtigt werden.

Es kann somit festgehalten werden, dass es einige Optionen gibt, um den Netzausbau in einem vertretbaren Rahmen zu halten, jedoch bedürfte es an mancher Stelle einer gesetzlichen Nachjustierung.

Darüber hinaus sind z.B. die Begriffe Smart Metering und Smart Grid untrennbar miteinander verbunden. Smart Meter oder intelligente, digitale Stromzähler gelten als technologischer Baustein für ein Smart Grid, da mit ihnen Stromerzeuger und Verbraucher kontinuierlich miteinander kommunizieren und zeitnahe Informationen an das Stromnetz geliefert werden können. Mehrere Richtlinien der EU empfehlen seit 2004 die Einführung von intelligenten Stromzählern, aber erst mit der EltRL 2009 gab es konkrete und verpflichtende Vorgaben für die Mitgliedstaaten. Danach sind bis zum Jahr 2020 mindestens 80 % der Verbraucher mit intelligenten Stromzählern auszustatten, wenn die Kosten-Nutzen-Analyse im Mitgliedstaat positiv bewertet wird. Nachdem auch in Österreich diese Bewertung positiv abgeschlossen wurde, erließ der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWVJ) im April 2012 die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO), welche die Einführung von intelligenten Stromzählern gestaffelt bis zum Jahr 2019 bei min. 95 % der Endverbraucher normiert und somit eine größere Flächenabdeckung als die EU-Richtlinie vorsieht. Die §§ 83 und 84 EIWOG 2010 enthalten die entsprechenden nationalen Regelungen zur Form der Einführung der Zähler sowie zu den Messdaten von intelligenten Stromzählern. Ein Problem von intelligenten Stromzählern ist, dass durch die Erfassung von detaillierten, i.d.R. viertelstündlichen, Stromverbrauchsdaten gewisse Rückschlüsse auf die Lebensgewohnheiten der Verbraucher möglich sind, wodurch diese „gläsern“ werden. Dies wirft die Frage der Vereinbarkeit von intelligenten Stromzählern mit dem Datenschutzgesetz (DSG 2000) auf, welches ein Grundrecht auf Datenschutz begründet. Danach hat jedermann das Recht auf Geheimhaltung seiner personenbezogenen Daten, worunter auch detaillierte Stromverbrauchsdaten zu subsumieren sind. Das DSG 2000 enthält eine Vielzahl von Rechtfertigungsgründen, welche im Rahmen dieses Forschungsprojekts ausführlich und jeweils für die drei im EIWOG 2010 genannten Gründe der Erfassung – die Verrechnung, Kundeninformation und Energieeffizienz – geprüft wurden. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass § 84 EIWOG 2010 als eine ausdrückliche gesetzliche Ermächtigung oder Verpflichtung zur Erfassung der detaillierten Stromverbrauchsdaten anzusehen ist und somit dieser Rechtfertigungsgrund zur Anwendung kommt. § 84 EIWOG 2010 könnte jedoch nicht

hinreichend determiniert sein und somit nicht den datenschutzrechtlichen Vorgaben einer ausdrücklichen gesetzlichen Ermächtigung oder Verpflichtung entsprechen. Bis zur Überprüfung der Rechtswidrigkeit und allenfalls ihrer Aufhebung durch den VfGH ist die Bestimmung jedoch weiterhin in Geltung und von den Netzbetreibern auch anzuwenden. Eine entsprechende Novellierung des § 84 EIWOG 2010 könnte datenschutzrechtlich eine Klarstellung bringen. Subsidiär können aber auch weitere im DSG 2000 enthaltene Rechtfertigungsgründe je nach Zweck der Datenerfassung und der Ausgestaltung im Einzelfall greifen und die Erfassung, Verarbeitung und Übermittlung der detaillierten Stromverbrauchsdaten rechtfertigen.

Ferner müssen auch im Rahmen eines Smart Grid die Entflechtungsregeln beachtet werden. Allerdings kollidieren ohnehin weder die buchhalterische, die operationelle, die gesellschaftsrechtliche oder die verschiedenen Möglichkeiten der eigentumsrechtlichen Entflechtungen mit den Funktionen eines solchen intelligenten Stromnetzes. Lediglich die informatorische Entflechtung könnte als problematisch angesehen werden. Die informatorische Entflechtung bezweckt, betrieblich relevante Informationen zwischen den vertikal integrierten Unternehmen und den von ihnen entflochtenen Netzbetriebsgesellschaften auseinanderzuhalten. Wirtschaftlich sensibel sind diese Daten, wenn sich die Kenntnis dieser Informationen auf den Wettbewerb auswirken und damit wirtschaftliche Vorteile erzielt werden können. Daher sollen Informationsvorsprünge der integrierten gegenüber den nicht integrierten Wettbewerbsunternehmen verhindert werden. Allerdings setzen zahlreiche Smart-Grid-Ansätze eine Intensivierung des Informationsaustausches zwischen den verschiedenen entflochtenen Bereichen voraus, also von der Erzeugung bis zum Vertrieb. Um somit die Ziele der informatorischen Entflechtung nicht zu konterkarieren, wäre die Einrichtung einer externen Stelle anzudenken, bei der alle Beteiligten die relevanten Informationen hinterlegen und damit sämtlichen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen können.

Mit der zunehmenden Umstellung auf Strom aus erneuerbaren Energiequellen wird auch der Bedarf an Regelenergie steigen, um Qualitätseinbußen bei der Frequenz und der Spannung im Netz zu verhindern. Im Rahmen der Regelenergie wird zum einen zwischen der positiven (= Erzeugung zusätzlicher Leistung und Reduzierung des Verbrauchs im Engpassfall) und der negativen (= Reduzierung der Leistung und künstliche Erhöhung des Verbrauchs) unterschieden. Zum anderen unterteilt sich die Regelenergie in die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergieleistung. Die Primärregelung sorgt solidarisch länderübergreifend im gesamten europäischen Verbundnetz für eine stabile Netzfrequenz, unabhängig davon, in welcher

Regelzone die Störung, also das Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch, aufgetreten ist. Nach § 67 Abs. 1 EIWOG 2010 erfolgt die Bereitstellung der Primärregelleistung mittels einer vom jeweiligen Regelzonenführer regelmäßig durchzuführenden Ausschreibung, der ein Präqualifikationsverfahren vorausgeht. Die vorzuhaltende Leistung pro Anlage muss dabei min. 2 MW betragen. Es kommen in diesem Bereich nur Großkraftwerke mit spezieller Regeleinrichtung – vorwiegend Wasserkraftwerke – zum Einsatz, die in der Lage sind, innerhalb von 30 Sekunden ihre Leistungsabgabe zu erhöhen bzw. zu verringern und diese bis zu 30 Minuten halten zu können. Liegt eine längere Störung vor, wird zur Entlastung der Primärregelung nach max. 30 Sekunden die Sekundärregelung in Gang gesetzt. Diese sorgt jedoch nur innerhalb der jeweiligen Regelzone, in der die Störung eingetreten ist, für den notwendigen Ausgleich. Die Beschaffung der Sekundärregelung erfolgt ebenfalls mittels wettbewerblich organisierter Ausschreibung. Das Mindestgebot liegt bei 5 MW. In diesem Bereich werden zumeist Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinen mit entsprechender Regeleinrichtung eingesetzt. Spätestens 15 Minuten nach dem Leistungsdefizit bzw. -überschuss kommt die Tertiärregelung (Minutenreserve) zum Tragen, wenn die Sekundärregelung alleine nicht ausreicht oder diese entlastet werden muss. Die Minutenreserve fordert der Regelzonenführer telefonisch bei den Einheiten an, die sich zuvor vertraglich zur Bereitstellung verpflichtet haben. Im Gegensatz zur Primär- und Sekundärregelung erfolgt die Ausschreibung der Minutenreserve täglich. Die Mindestleistung liegt bei 10 MW. In diesem Fall kommen Erdgas- und Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz, aber auch die Lastanpassung auf Verbraucherebene. Um die Regelenergie durch dezentrale Erzeugungseinheiten erbringen zu können, sind aufgrund der kürzeren Ausschreibungsdauer und der längeren Aktivierungszeit auch virtuelle Kraftwerke einsetzbar. Neben der Regelenergie gibt es noch die Ausgleichsenergie. Dies ist die Differenz zwischen der Prognose, dem Fahrplan und der tatsächlich bezogenen oder gelieferten Energie im Rahmen der Bilanzgruppe. Festzustellen ist, dass das Konzept der Smart Grids nicht zwangsläufig eine Änderung des Elektrizitätswirtschaftsrecht erfordert, selbst wenn das vorzuhaltende Maß an Regelenergie erhöht werden muss. Allerdings wäre anzudenken, die Mindestleistung im Bereich der Minutenreserve auf 5 MW zu reduzieren und die Dauer der Ausschreibungsverfahren zu verkürzen, damit sich verstärkt dezentrale Erzeugungseinheiten beteiligen können.

Aus der Rspr. des VfGH, nach welcher die Regelungen zur Aufrechterhaltung der Stromversorgung und die damit im funktionellem Zusammenhang stehenden Regelungen dem Bereich des Elektrizitätswesens nach Art. 12 Abs. 1 Z 5 B-VG zuzuordnen sind, lässt

sich ableiten, dass auch die Funktionalitäten des Smart Grid tendenziell diesem Kompetenzbereich zugeordnet werden können. Dies vor allem deshalb, da diese Funktionalitäten einen integralen Bestandteil des Netzes darstellen. Aus diesem Grund ist die Grundsatzgesetzgebung von Regelungen z.B. über die Einspeise- oder Nachfragesteuerung prinzipiell Bundessache, die Erlassung von Ausführungsgesetzen und die Vollziehung hingegen Landessache. Daneben ist jedoch noch der Sonderkompetenztatbestand des § 1 EIWOG 2010 zu beachten, wonach z.B. die Regelung variabler Systemnutzungsentgelte Bundessache ist. Eine kompetenzrechtlich eindeutige Einordnung der Elektromobilität ist derzeit nicht möglich. Nach Meinung des BMWFJ unterfällt der Betrieb von Elektrotankstellen als gewerbliche Tätigkeit der Gewerbeordnung und nicht dem Elektrizitätsrecht.

Die Behördenorganisation im Elektrizitätsbereich setzt sich aus dem Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend, der jeweiligen Landesregierung und der Regulierungsbehörde zusammen. Kapitel 10 erörtert die Zuständigkeiten der einzelnen Behörden sowie die Zusammensetzung der Regulierungsbehörde samt Rechtsschutzverfahren mit Fokus auf Smart Grids. Die Analyse zeigt, dass diese bestehende Behördenstruktur auch bei der Implementierung von Smart Grids keiner Umstrukturierung bedarf.

In Folge der Einführung intelligenter Stromzähler wachsen die zuvor getrennten Netzinfrastruktureinrichtungen des Elektrizitäts- und des Telekommunikationsnetzes zunehmend zusammen. So können die Daten des Smart Meters nämlich nicht nur über das Stromnetz, sondern auch über das Telefon- und Mobilfunknetz ausgelesen werden. Dazu kann sich der Netzbetreiber zum einen selber ein Kommunikationsnetz errichten. Die Errichtung einer diesbezüglichen Kabel- oder Stromleitung ist anzeige- und bewilligungsfrei. Der Betrieb einer Funkanlage hingegen bedarf einer Bewilligung nach § 81 TKG. Zum anderen kann der Netzbetreiber jedoch auch die bereits bestehenden Kommunikationsnetze gegen ein angemessenes Entgelt nach § 8 TKG für seine Zwecke mitbenutzen. Der Netzzugang nach § 41 Abs. 1 TKG scheidet allerdings aus, da der Netzbetreiber keinen Kommunikationsdienst erbringt. Schließlich kann der Netzbetreiber auch Telekommunikationsunternehmen als Dienstleister beauftragen, die Daten für ihn auszulesen, zumal diese bereits seit Jahren die notwendige Erfahrung im Umgang und der Verarbeitung großer Datenmengen haben. Hinsichtlich der Datenschutzproblematik unterfällt der Netzbetreiber den allgemeinen Vorgaben des DSG 2000, während

Telekommunikationsunternehmen die spezielleren Anforderungen des TKG zu erfüllen haben.

Da es „das Smart Grid“ bisher noch nicht gibt (auch wenn verschiedene Varianten national wie international in Pilotprojekten erprobt werden), ist ein solches momentan noch eine Vision, die einer fortlaufenden Diskussion und Weiterentwicklung unterworfen ist. Daher gibt es trotz zahlreicher Ansätze auch noch keine einheitliche Definition. Für Zwecke dieser Studie wird folgende Begriffsbestimmung vorgeschlagen: „Smart Grid“ bezeichnet die Aufrüstung der bestehenden Netzinfrastruktur und neuer Netze mit einer Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) derart, dass dadurch das Stromnetz mit intelligenten Erzeugern, Verbrauchern und Speichern sowie mit Netzbetriebsmitteln verbunden wird, um eine gesamthafte Steuerung dieser Einheiten zu ermöglichen, sowie die gesamthafte Steuerung selbst. Ziel ist es, bei steigender Einbindung von Energie aus erneuerbaren Quellen, auch weiterhin einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb und eine hohe Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.

Kapitel 2: Einleitung

Das Thema Energie gewinnt immer mehr an Bedeutung: Zum einen durch die ständig steigende Nachfrage nach Energie, zum anderen durch die Verknappung der fossilen Rohstoffe und die Risiken der atomaren Energiequellen. Die dadurch verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger bringt eine starke Veränderung des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems mit sich, welche durch die Implementierung von Smart Grids erleichtert werden soll.

Rechtliche Vorgaben zur Implementierung von Smart Grids in Europa gibt es seit dem Jahr 2009. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL) sieht in Art. 16 vor, dass die Mitgliedstaaten geeignete Schritte ergreifen, um u.a. intelligente Netze auszubauen. Einen zeitlichen Rahmen gibt die Richtlinie jedoch nicht vor. Die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009 (EltRL 2009) normiert zusätzlich, dass, um die Energieeffizienz zu fördern, die Mitgliedstaaten empfehlen, dass die Elektrizitätsunternehmen den Stromverbrauch optimieren, indem sie beispielsweise Energiemanagementdienstleistungen anbieten, neuartige Preismodelle entwickeln oder gegebenenfalls intelligente Messsysteme oder intelligente Netze einführen. Eine Pflicht zur Implementierung von Smart Grids lässt sich aus dieser Bestimmung jedoch ebenfalls nicht ableiten.

Die vorliegende Studie umfasst die Analyse verschiedener Funktionen von Smart Grids. Bevor vertiefend in die Untersuchung rechtlicher Problemfelder eingestiegen wird, werden in Kapitel 3 die Ausgangssituation für Smart Grids ausführlich dargestellt, eine Definition des Begriffes „Smart Grid“ erarbeitet und die bereits bestehenden Pilotprojekte beschrieben. Kapitel 4 beschäftigt sich mit Fragen des Netzausbaus und des Netzzugangs im Zusammenhang mit der zunehmenden Einspeisung von dezentraler fluktuierender Energie aus erneuerbaren Quellen in das Stromnetz. In Kapitel 5 hingegen werden Optionen zur Reduktion der Netzausbaulast rechtlich untersucht. Dies umfasst sowohl die Einschränkung des Netzanschlusses oder des Netzzugangs von Ökostromerzeugungsanlagen als auch die Einführung eines Einspeisemanagements (welches bereits in Deutschland besteht), die Nutzung von Speichertechnologien (Pumpspeicherkraftwerke, Elektrofahrzeuge, Power-to-Gas-Technologie) und das nachfrageseitige Lastmanagement (diese kann entweder durch eine freiwillige Verhaltensänderung der Verbraucher oder durch die Steuerung durch eine

Zentralstelle erfolgen). Die Darstellung der rechtlichen Vorgaben hinsichtlich der Einführung von intelligenten Stromzählern (Smart Meter) in Österreich und eine Analyse der datenschutzrechtlichen Zulässigkeit der Auslesung von Viertelstundenstromverbrauchsdaten erfolgt in Kapitel 6. Kapitel 7 befasst sich mit der Frage, ob und wenn ja, an welchen Stellen die Implementierung eines Smart Grid mit den Entflechtungsvorschriften kollidieren könnte. Die Auswirkungen der vermehrten Einspeisung von fluktuierender Energie aus erneuerbaren Quellen auf die Regel- und Ausgleichsenergie werden in Kapitel 8 erörtert. Mit dem Thema der Kompetenzverteilung und der Behördenzuständigkeit in Bezug auf die Implementierung von Smart Grids beschäftigen sich die Kapitel 9 und 10. In Kapitel 11 sind die telekommunikationsrechtlichen Aspekte von Smart Grids erörtert. Den Abschluss dieser Studie bildet Kapitel 12, in welchem die erarbeiteten Änderungsvorschläge, die für die Implementierung von Smart Grids in Österreich günstig erscheinen, zusammenfassend dargestellt werden.

Die rechtliche Beurteilung einzelner Komponenten von „Smart Grids“ in der vorliegenden Studie erfolgt auf Basis des aktuellen energiewirtschaftlichen bzw. -technischen Stands der Diskussion. Sie befasst sich in diesem Sinn mit Bemühungen, Überlegungen und Initiativen, die nach dem derzeitigen Stand der Diskussion mit „Smart Grids“ verbunden werden. Das schließt weder aus, dass die Verwirklichung mancher Ideen (z.B. Elektromobile als Stromspeicher) künftig doch aus technischen, wirtschaftlichen oder schlicht aus Akzeptanzgründen verworfen wird, noch dass in weiterer Folge neue Bemühungen, Überlegungen und Initiativen hinzu- oder in den Vordergrund treten, die beim derzeitigen Stand der technischen Diskussion noch nicht aktuell sind und daher auch nicht oder nicht mit allen Facetten in die rechtliche Beurteilung einbezogen werden (können).

Kapitel 3: Ausgangssituation und Erfordernisse für Smart Grids in Österreich

Aufgrund der ständig steigenden Nachfrage nach Energie, der Verknappung von fossilen und der Risiken der atomaren Energiequellen und deren Endlagerungsprobleme kommt dem Thema Energie in allen Lebensbereichen gesamtgesellschaftliche Bedeutung zu. Das Bewusstsein und die daraus resultierende Forderung der Bevölkerung nach Energie aus erneuerbaren Quellen hat sich besonders nach dem Reaktorunglück in Fukushima verstärkt, wie vor allem der schnelle Atomausstieg in Deutschland verdeutlicht.

Die Sicherung einer nachhaltigen Energieversorgung hat bei den Vorgaben der EU einen hohen Stellenwert eingenommen. Mit ihren 20-20-20-Zielen fordert sie bis zum Jahr 2020 die Energieeffizienz um 20 % zu erhöhen, den Anteil erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung auf 20 % zu steigern und die Treibhausgase um 20 % zu senken.¹

Bei der Umsetzung dieser Vorgaben ist es jedoch wichtig, weder die Wirtschaftlichkeit noch die Versorgungssicherheit noch die Umweltverträglichkeit außer Acht zu lassen.

Als Zielbestimmung sieht die Erneuerbare Energien-Richtlinie von 2009 (EE-RL 2009)² eine vermehrte Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vor. Gemäß Art. 3 Abs. 1 der EE-RL 2009 müssen bis 2020 min. 20 % des Bruttoendenergieverbrauchs der Gemeinschaft durch Energie aus erneuerbaren Quellen gedeckt sein. Das nationale Gesamtziel in Österreich sieht vor, diesen Anteil bis 2020 i.S.d. burden sharing auf 34 % zu steigern.³

Der Ausbau der Energie aus erneuerbaren Quellen soll nach Möglichkeit eng mit der Steigerung der Energieeffizienz einhergehen. Um die Energieeffizienz zu fördern, sollten die

¹ Die Europäische Union hat 2008 das sog. Klimapakett verabschiedet, welches die 20-20-20-Ziele bis zum Jahr 2020 umsetzen soll.

² Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. L 2009/140, 16.

³ Im Jahr 2005 lag der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch noch bei 23,3 %.

Elektrizitätsunternehmen nach Art. 3 Abs. 11 der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie von 2009 (EltRL 2009)⁴ den Stromverbrauch optimieren, indem sie beispielsweise Energiemanagementdienstleistungen anbieten, neuartige Preismodelle entwickeln oder ggf. intelligente Messsysteme oder intelligente Netze einführen. Der Einsatz von Smart Metering bzw. intelligenten Messsystemen wird weltweit als wichtige Voraussetzung für die Steigerung der Energieeffizienz erachtet.⁵ Aus diesem Grund ist in der EltRL 2009⁶ festgelegt, dass – nach Durchführung einer positiven wirtschaftlichen Bewertung – min. 80 % aller Verbraucher bis zum Jahr 2020 mit intelligenten Strommesssystemen auszustatten sind.

Aufgrund dieser Vorgaben wird sich die Struktur des Versorgungssystems künftig stark verändern. Dies bringt große Herausforderungen für die Wirtschaft, Politik, Wissenschaft, aber auch die Bevölkerung mit sich.

I. Besonderheiten der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen im Vergleich zu konventionell erzeugter Elektrizität

Infolge der Bemühungen der EU-Mitgliedstaaten, die unionsrechtlich geforderte Erhöhung des Anteils von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen zu erreichen, steigt seit Jahren vor allem die Anzahl kleinerer Ökostromerzeugungsanlagen wie z.B. Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Dies bringt im Vergleich zu den großen klassischen Erzeugungsanlagen einige Besonderheiten und Probleme mit sich:

1. Zentrale Erzeugung / Dezentrale Erzeugung

Früher wurde die Stromerzeugung nahezu ausschließlich in wenigen großen konventionellen Kraftwerken (z.B. Erdöl, Kohle, Erdgas, Kernkraft), die zentral gelegen waren, vorgenommen. Heute geschieht dies zwar auch weiterhin vielfach zentral durch große Onshore- und Offshore-Windparks und neue konventionelle Kraftwerke, aber aufgrund des erheblichen Ausbaus der erneuerbaren Energiequellen nunmehr auch zunehmend durch viele kleine Erzeugungsanlagen (z.B. Windkraft- und Photovoltaikanlagen). Diese kleinen Erzeugungsanlagen sind etwa als Photovoltaikanlagen auf den Dächern innerhalb oder nahe

⁴ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. L 2009/211, 55.

⁵ So auch die *Energiestrategie Österreich*, die Smart Metering als eine von 39 Maßnahmencluster zur Erreichung des österreichischen Anteils an den europäischen Klimaschutzziele nennt; die Energiestrategie Österreich ist abrufbar unter www.energiestrategie.at.

⁶ Anhang I Abs. 2 der EltRL 2009.

von Wohn- bzw. Gewerbegebieten installiert und weisen damit eine größere Verbrauchernähe auf. Die neue Struktur der Elektrizitätserzeugung ist somit stärker dezentral ausgestaltet. Mit der Errichtung von Erzeugungsanlagen bei privaten und industriellen Verbrauchern wachsen diese aus ihrer einseitigen Rolle als Nachfrager heraus und werden zugleich zu Erzeugern (sog. „Prosumern“) und Anbietern bzw. zu aktiven Energienetzteilnehmern. Mit dieser zusätzlichen Funktion werden sie also verstärkt in das gesamte Geschehen des Energiemarktes eingebunden und nehmen aktiv daran teil. Die dezentrale Energieerzeugung deckt in etwa die Versorgung der unmittelbar angeschlossenen Netzbenutzer. Neben die zentrale Stromerzeugung tritt somit eine dezentrale. Damit ändert sich nicht nur die Zusammensetzung des Stroms, sondern auch die Erzeugerlandschaft.

2. Bedarfsgerechte Erzeugung / Fluktuierende Erzeugung

Mit zunehmender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen hat sich nicht nur die räumliche Erzeugungsstruktur geändert, sondern es treten auch unmittelbare technische Auswirkungen auf. Während klassische, fossil befeuerte Großkraftwerke (z.B. Wasser-Laufkraftwerke, Kohlekraftwerke und GuD-Anlagen) technisch steuerbar sind⁷, also dem jeweiligen Verbrauch angepasst werden können und damit bedarfsgerecht produzieren und einspeisen, liegt das Problem der Energie aus erneuerbaren Quellen darin, dass die Erzeugung zumeist vom Wetter und von der Tages- und Jahreszeit abhängig ist. So weht z.B. der Wind nicht dann, wenn man ihn braucht, sondern unvorhersehbar. Damit ist die Produktion und Einspeisung dieser Anlagen nicht bedarfsgerecht planbar, da gerade Wind und Sonnenstrahlung großen Schwankungen unterliegen und damit nicht kontinuierlich zur Verfügung stehen. Dies wird besonders an dem Beispiel deutlich, dass zu Zeiten geringen Stromverbrauchs (z.B. an Sonn- und Feiertagen) die Erzeugung sehr hoch ist, weil möglicherweise bei Starkwind die Sonne scheint. Ebenso problematisch wird mangels geeigneter Speichermöglichkeiten zukünftig jedoch auch das Gegenbeispiel, wenn also zu Zeiten hohen Strombedarfs die Produktion der fluktuierenden Erzeugungsanlagen wetter- oder tages- bzw. jahreszeitenbedingt zu gering ist. Die Integration erneuerbarer Energiequellen erhöht somit die Fluktuation der Verfügbarkeit auf der Angebotsseite.

Um die verschiedenen Stromerzeugungsanlagen effektiver aufeinander abstimmen und die Integration erneuerbarer Energiequellen besser unterstützen zu können, kann die Errichtung eines sog. „virtuellen Kraftwerks“ von Vorteil sein. Unter einem solchen virtuellen Kraftwerk

⁷ Die Kraftwerke werden nach einem Lastfolgebetrieb gefahren.

versteht man eine kommunikationstechnische Zusammenschaltung von vielen kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen wie z.B. Windenergieanlagen, Blockheizkraftwerken, Photovoltaikanlagen, Kleinwasserkraftwerken und Biogasanlagen zu einem Verbund, sodass eine gemeinsame Steuerung von einer zentralen Leitwarte aus möglich ist.⁸ Dabei spielt es keine Rolle, welche dezentralen Erzeugungsanlagen im Einzelnen miteinander verbunden werden und wo sich diese räumlich befinden, jedoch ist der Zusammenschluss umso effizienter, je mehr verschiedene Kraftwerksarten integriert sind. Schließt man z.B. einen Windpark, ein Solarkraftwerk und einen Energiespeicher zusammen, kann das folgende Effekt haben: Weht gerade kein Wind, mag das Solarkraftwerk liefern; scheint keine Sonne, kann vielleicht das Windkraftwerk einspringen. Scheint die Sonne und weht zugleich der Wind, kann überschüssige Energie im Speicher aufbewahrt werden. Weht weder Wind noch scheint die Sonne, kann der Speicher die Energie wiederum zurück ins Netz liefern. Je mehr unterschiedliche Einzelkraftwerke und Kraftwerksarten also miteinander kombiniert werden, desto größer ist der Synergieeffekt und damit auch die Gesamteffizienz des virtuellen Kraftwerks, zumal wetter-, tageszeiten- und standortbedingte Nachteile relativiert werden können. Durch diese Art der Kombination kann ein Grundlastband erreicht werden, das gegenüber der Einspeisung vieler eigenständiger Erzeuger einen Mehrwert darstellt. Das virtuelle Kraftwerk erzeugt also selbst keinen Strom wie ein herkömmliches Kraftwerk, sondern es nutzt die Synergieeffekte, die aus der Zusammenschaltung der Einzelkraftwerke entstehen. Auf diesem Wege kann ein virtuelles Kraftwerk am Strommarkt wie ein großer Anbieter auftreten und seinen Strom verkaufen.

Obwohl die Energiezukunft den erneuerbaren Energien gehört, darf nicht außer Acht gelassen werden, dass zunächst auch die konventionellen Kraftwerke äußerst wichtig bleiben, um die witterungsbedingten Schwankungen der regenerativen Stromerzeugung ausgleichen, also den gesamten Strombedarf auch zu Spitzenlastzeiten bei geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen decken zu können.

3. Einspeisung ins Übertragungsnetz / Einspeisung ins Verteilernetz

Bevor auf die unterschiedlichen Einspeisepunkte eingegangen wird, soll zunächst das „klassische“ Elektrizitätsnetz als solches kurz dargestellt werden. Der Begriff des Elektrizitätsnetzes⁹ wird gesetzlich nicht definiert. Jedoch versteht man darunter ein Netz, das aus einer oder mehreren miteinander verbundenen elektrischen Leitungsanlagen mit

⁸ Ausführlich zum virtuellen Kraftwerk: *Fickers*, Virtuelle Kraftwerke, ZNER 2009, 17.

⁹ Oft wird das Energieversorgungsnetz auch als „System“ bezeichnet.

einer Nennfrequenz von 50 Hz, Schalt-, Umspann- und Umrichteranlagen besteht, das in der Verfügungsbefugnis eines einzigen Betreibers steht, der über die technisch-organisatorischen Einrichtungen verfügt, um alle zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes erforderlichen Maßnahmen zu treffen.¹⁰ Das Minimum für ein Netz ist somit ein beherrschbarer Zusammenhang von Einspeisung, Leitung und Verbindung zu mehreren Abnehmern.¹¹ Das Elektrizitätsnetz stellt das Bindeglied zwischen der Erzeugung der Elektrizität in Kraftwerken und dem Verbraucher dar.¹² Es ist essentiell, um den Stromtransport durchführen zu können. Dabei unterteilt sich das Elektrizitätsnetz in Übertragungs- und Verteilernetze.

Das Übertragungsnetz ist ein Hochspannungsverbundnetz mit einer Spannungshöhe von 110 kV und darüber, das dem überregionalen Transport von elektrischer Energie¹³ von den großen Kraftwerken zu den Verbrauchsschwerpunkten dient. Aufgrund der hohen Spannung können Leistungsverluste deutlich reduziert werden. Da Strom derzeit in volkswirtschaftlich relevanten Mengen nicht gespeichert werden kann und der Strombedarf, abhängig von den unterschiedlichen Tages- und Jahreszeiten, großen Schwankungen ausgesetzt ist, müssen die Stromerzeuger immer die Menge an Elektrizität erzeugen und ins Übertragungsnetz einspeisen, die aus dem Verteilernetz entnommen wird, ohne in Zeiten schwächerer Nachfrage auf Vorrat produzieren zu können.¹⁴ Dieses Gleichgewicht gewährleistet den sicheren Betrieb des Stromnetzes, für den der Betreiber des Übertragungsnetzes als Regelzonenführer verantwortlich ist.¹⁵

Das Verteilernetz dient nach § 7 Abs. 1 Z 77 EIWOG 2010¹⁶ dem Transport von Elektrizität über Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsverteilernetze zum Zwecke der Belieferung von Kunden aus den Verbrauchsschwerpunkten heraus, jedoch mit Ausnahme der Versorgung. Im Gegensatz zum Betrieb eines Übertragungsnetzes bedarf der Betrieb eines Verteilernetzes einer Konzession¹⁷, die jedoch nur erteilt werden kann, wenn für das

¹⁰ Vgl. TOR, Teil A, Version 1.8, 40; *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 25 Rz. 9.

¹¹ *Raschauer*, Handbuch, 60.

¹² *Steffek/Schmelz/Mayer*, EIWOG, 154.

¹³ § 7 Abs. 1 Z 69 EIWOG 2010.

¹⁴ Vgl. *Pfaffenberger*, Elektrizitätswirtschaft, 29; *Riechmann*, in: Bartsch/Röhling/Salje/Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 1 Rz. 6; *Büdenbender*, Recht der öffentlichen Energieversorgung, JuS 1978, 150 (151).

¹⁵ *Dittmann*, in: Germer/Loibl, Energierecht, 233; *Konstantin*, Energiewirtschaft, 409.

¹⁶ Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. I 2010/110.

¹⁷ Die Befugnis zur Erteilung dieser Konzession liegt bei den Ländern.

vorgesehene Gebiet noch keine solche Konzession vergeben worden ist.¹⁸ Diese Konzession vermittelt dem Netzbetreiber das Recht zum ausschließlichen Anschluss des Gebietes, das sein Verteilernetz abdeckt,¹⁹ was dazu führt, dass der Inhaber einer Verteilernetzkonzession ein auch rechtlich gesichertes Gebietsmonopol innehat.²⁰

Das Elektrizitätsnetz ist des Weiteren vertikal in sieben Netzebenen unterteilt.²¹ Unter einer Netzebene versteht man einen im Wesentlichen durch das Spannungsniveau bestimmten Teilbereich des Netzes.²² Zunächst existieren vier Spannungsebenen, wobei jede einzelne Spannungsebene eine bestimmte Funktion erfüllt. Die Höchstspannungsebene²³ (Netzebene 1) mit einer Betriebsspannung von 380 bzw. 220 kV dient dem großräumigen, europaweiten Energietransport von den Großkraftwerken zu den Umspannungsebenen in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte. Sie wird auch als „Stromautobahn“ bezeichnet. Direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden Kraftwerke, die auf dieser Netzebene einspeisen. Die Hochspannungsebene (Netzebene 3) mit einer Betriebsspannung von 110 kV ist für den regionalen Transport in ländlichen Gebieten bzw. der innerstädtischen Verteilung in Ballungsräumen zuständig. An die Hochspannungsebene werden Großabnehmer (z.B. Industriekunden), aber auch kleinere Kraftwerke als Einspeiser angeschlossen. Die regionale Verteilung über mehrere Kilometer innerhalb der einzelnen Stadt- oder Landbezirke wird über die Mittelspannungsebene²⁴ (Netzebene 5) mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV vorgenommen. Aus der Mittelspannungsebene werden Kleinindustrie- und große Gewerbekunden mit elektrischer Energie versorgt. Die Niederspannungsebene²⁵ (Netzebene 7) dient hingegen der örtlichen Verteilung und der Belieferung von Kleinverbrauchern (Haushalte, kleine Gewerbebetriebe, Landwirtschaft), die die überwiegende Anzahl der Netzbenutzer ausmachen. Die Betriebsspannung liegt bei 0,4 kV. Die einzelnen Spannungsebenen werden mittels drei Umspannungsebenen verbunden, die die elektrische Energie auf das Spannungsniveau der nächsten Spannungsebene transformieren. Es gibt folglich eine Umspannungsebene von

¹⁸ Vgl. z.B. § 33 Abs. 2 Z 1 Oö. EIWOG 2006; § 53 Abs. 2 Z 2 NÖ EIWG 2005; § 42 TEG 2012.

¹⁹ Vgl. *Pauger*, Elektrizitätswirtschaft, ÖZW 1998, 97 (101).

²⁰ *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 26 Rz. 10.

²¹ Vgl. § 63 EIWOG 2010. Ausführlich dazu u.a.: *Höfer-Zygan/Oswald/Heidrich*, Smart Grid, 8 ff.; *Koenig/Kühling/Rasbach*, Energierecht, 32; *Konstantin*, Energiewirtschaft, 394 f.; *Müller*, Elektrizitätswirtschaft, 163 f.; *Nill-Theobald/Theobald*, Energiewirtschaftsrecht, 73 ff.; *Pfaffenberger*, Elektrizitätswirtschaft, 49 f.; *Theobald*, in: *Schneider/Theobald*, Energiewirtschaft, § 1 Rz. 6 ff.; *Zander et al.*, Strombeschaffung, 24 ff.; *Büdenbender*, Energierecht, in: *Schulte/Schröder*, Handbuch des Technikrechts, 612 f.; *Oesterreichs Energie*, Stromtransport, § 7 Abs. 1 Z 52 EIWOG 2010.

²² 2010 hatte Österreich rund 17.500 km Höchstspannungsnetze.

²³ 2010 hatte Österreich über 66.000 km Mittelspannungsnetze.

²⁴ 2010 hatte Österreich knapp 165.000 km Niederspannungsnetze.

²⁵

Höchst- auf Hochspannung (Netzebene 2), eine Umspannungsebene von Hoch- auf Mittelspannung (Netzebene 4) und eine Umspannungsebene von Mittel- auf Niederspannung (Netzebene 6). Der Netzanschluss kann sowohl an einer der Spannungsebenen, als auch an den Umspannungsebenen erfolgen, wobei die Anschlussstelle entscheidend für die Berechnung der Netznutzungsentgelte ist.²⁶

Die konventionellen Stromnetze, die hierarchisch aufgebaut sind, sind auf die traditionellen fossilen Brennstoffe und große lastnahe Produktionszentren sowie auf billige, in großen Mengen zur Verfügung stehende Energie ausgelegt. Strom wurde ursprünglich an zentralen Punkten in den großen und mittelgroßen konventionellen Kraftwerken bedarfsgerecht erzeugt und in das Höchst- bzw. in das Hochspannungsnetz eingespeist (1. Stufe der Wertschöpfungskette). Es folgte der weiträumige Transport über Hochspannungsleitungen und die kleinräumige Verteilung über Mittel- und Niederspannungsnetze (2. Stufe der Wertschöpfungskette). Schließlich erfolgten der Verkauf sowie der Verbrauch (3. Stufe der Wertschöpfungskette). Der Transport des erzeugten Stroms vom Kraftwerk zum einzelnen Verbraucher geschieht folglich leitungsgebunden, was nur mittels eines festinstallierten Netzes, bestehend aus Leitungen für den eigentlichen Transport und Transformatoren für die Umspannung der Elektrizität zwischen den einzelnen Netzebenen, möglich ist.²⁷ Die Schaffung eines solchen Leitungsnetzes ist sehr kapitalintensiv, da jeder Abnehmer und jeder Einspeiser daran angeschlossen werden muss.²⁸ Früher ging der Energiefluss immer gleichmäßig in dieselbe Richtung, wie bei einer Einbahnstraße: Von oben (von den Erzeugern) nach unten (zu den Verbrauchern); also von den höheren zu den niedrigeren Spannungsebenen. Dabei sind bisher nur die Übertragungsnetze bereits „intelligent“, also mit Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) ausgestattet, die Mittelspannungsnetze jedoch nur teilweise. Im Niederspannungsnetz findet sich hingegen kaum bis gar keine mess- und automatisierungstechnische Ausrüstung. Folglich ist in diesem Bereich keine aktive Steuerung durch die Leitsysteme möglich und der Netzzustand ist nicht bekannt.

Die vielen kleinen neuen Produktionsanlagen speisen hingegen ihren erzeugten und nicht verbrauchten Strom aufgrund ihrer Anlagengröße nicht in das Übertragungsnetz, sondern in das Verteilernetz, also in die Mittel- und Niederspannungsebene, ein. Eingespeist wird

²⁶ § 62 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010; *Konstantin*, *Energiewirtschaft*, 396. Ausführlich dazu auch: *Büdenbender*, *Wechsel zu einem Anschluss in Mittelspannung*, RdE 2005, 285 ff.

²⁷ Dazu auch: *Riechmann*, in: *Bartsch/Röhling/Salje/Scholz*, *Stromwirtschaft*, Kapitel 1 Rz. 10.

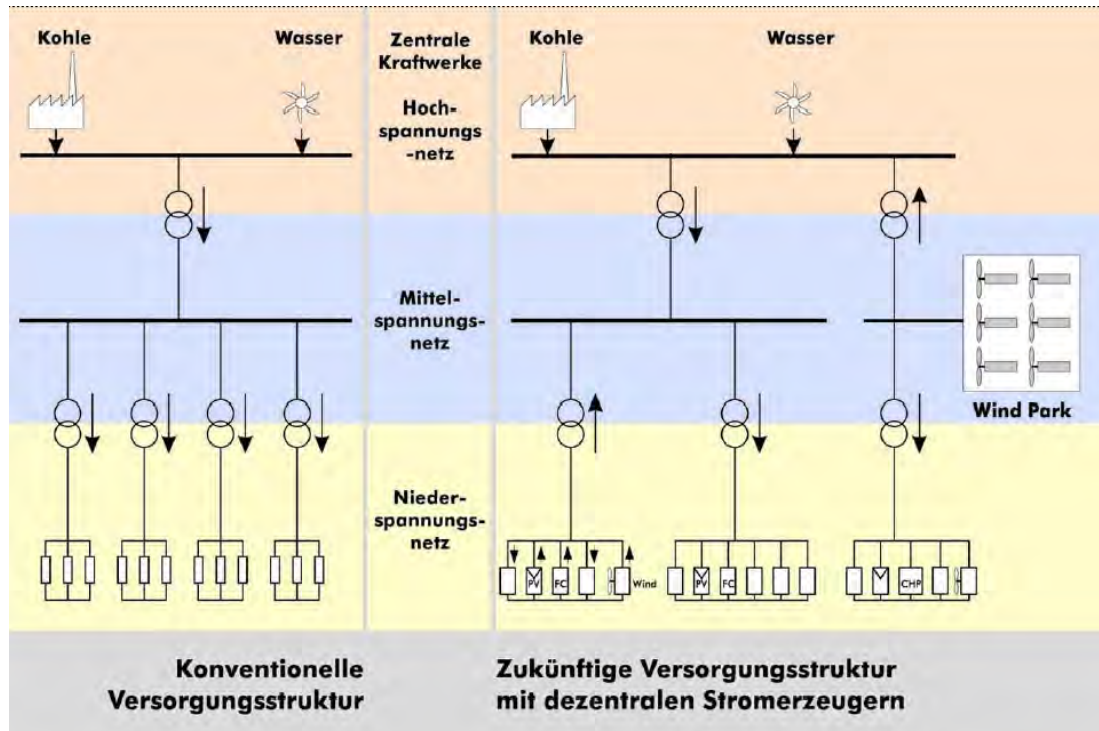
²⁸ *Büdenbender*, *Energie recht*, in: *Schulte/Schröder*, *Handbuch des Technikrechts*, 606.

jedoch nicht das, was gerade benötigt wird, sondern das, was gerade wetterbedingt produziert wird. In dem Fall, in dem die Erzeugung die Nachfrage übersteigt, kann es sowohl zu einer Erhöhung der Frequenz als auch zu einer unzulässigen Erhöhung der Spannung im Netz kommen. Dies kann zu Netzengpässen, im schlimmsten Fall auch zu Stromausfällen führen, zumal die Energie, die nicht gebraucht wird, in Richtung der überlagerten Netzebenen, also von unten nach oben, fließt, was gleichsam einen „Gegenverkehr“ im System auslöst. Es kommt somit zu einer Änderung des üblichen Energieflusses. Die bestehenden Netze geraten umso mehr an ihre Belastungsgrenze, je mehr Strom aus erneuerbaren Energiequellen eingespeist wird, da sie noch nicht auf einen hohen Anteil an volatiler Erzeugung ausgelegt sind. Das künftige Verteilernetz muss also in der Lage sein, Energie in beide Richtungen zu transportieren. Es findet somit ein Übergang vom passiven zum aktiven Verteilernetz statt²⁹, indem der Trend im Verteilernetz weg vom reinen Ausspeisenetz hin zu einem Ein- und Ausspeisenetz geht. Daher muss das Verteilernetz nicht nur ausgebaut, sondern auch „intelligent“ werden, damit die Übertragungsnetzbetreiber auf Zustände reagieren können, die durch Erzeugung und Verbrauch im untergelagerten Verteilernetz verursacht werden.³⁰ Damit kann entscheidend zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit beigetragen werden.

²⁹ *Lugmaier et al.*, Roadmap Smart Grids Austria, 26.

³⁰ *Bundesnetzagentur*, Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte 2011, 54.

Abbildung: Darstellung des Strukturwandels vom konventionellen Stromnetz zur zukünftigen Versorgungsstruktur mit dezentralen Stromerzeugern



Quelle: Bründlinger / Brunner, Verbesserung der Versorgungsqualität, 1.

Trotz des Hinzutretens vieler kleiner fluktuierender Erzeugungsanlagen und der damit verbundenen schwer berechenbaren und steuerbaren Erzeugung zu den konventionellen Kraftwerken hat der Verteilernetzbetreiber, der bisher nur für die Endverteilung des Stroms an die Netzbenutzer zuständig war, auch weiterhin für ein Gleichgewicht von Stromerzeugung und Stromnachfrage zu sorgen, um die Stabilität des Netzes zu garantieren und somit die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, auch wenn der Aufwand dafür größer wird. Denn unabhängig von der schwankenden Erzeugung darf nicht auch die Leistung der Netze schwanken. Schon das deutsche Bundesverfassungsgericht hat die Sicherstellung der Energieversorgung als „ein Gemeinschaftsinteresse höchsten Ranges“ bezeichnet, wobei es sich um ein „absolutes“ Gemeinschaftsgut handle.³¹ Damit ist die Energieversorgung als Teil der Daseinsvorsorge „zur Sicherung einer menschenwürdigen Existenz unumgänglich“³².

³¹ BVerfGE 30, 292, 323 f.

³² BVerfGE 66, 248, 258.

II. Eine mögliche Konsequenz: Netzausbau und Kapazitätserweiterung

Die zuvor dargestellten Änderungen der Erzeugungsstruktur und der stets steigende Energiebedarf machen Erweiterungen der Netzinfrastruktur notwendig, da die bestehende, die teilweise schon alt ist, einem weiteren massivem Zuwachs an alternativen Erzeugungsanlagen nicht unbegrenzt gewachsen ist. Daher muss das bestehende Stromnetz national (um v.a. die vielen kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen einzubinden) und europaweit (um den überschüssigen Windstrom aus der Nordsee und den überschüssigen Sonnenstrom aus der Wüste in andere Länder weiter verteilen zu können) verstärkt und teilweise ausgebaut werden, um auch weiterhin eine konstante und sichere Versorgung der Verbraucher zu ermöglichen.

Mittels Smart Grids („intelligenter Stromnetze“) könnte sich jedoch ein simpler Netzausbau teilweise erübrigen. Ziel ist es, das gesamte Netz „intelligent“ zu machen, um die Schwankungen im Netz durch die zunehmenden fluktuierenden Energieflüsse und die Nachfrage besser ausgleichen zu können. Die „Intelligenz“ soll durch ein Zusammenwirken aller Marktteilnehmer unter Zuhilfenahme moderner IKT erreicht werden. Die IKT-Infrastruktur ermöglicht den Austausch zwischen den einzelnen Erzeugungsanlagen, den Netzkomponenten, den Speichern und den Verbrauchern, sodass das Steuerungs- und Regelungspotential erweitert wird. Aufgrund der IKT-Infrastruktur können mehr dezentrale Erzeugungsanlagen effektiv an das Verteilernetz angeschlossen werden, da Erzeugung und Verbrauch besser und flexibler aufeinander abgestimmt werden können. Intelligente Stromnetze brauchen nämlich aktuelle und minutengenaue Daten, damit die Energieanbieter den Strom genau dann dorthin liefern können, wo er benötigt wird. Mittels IKT soll somit erreicht werden, dass der Strom im besten Fall zu der Zeit verbraucht wird, wenn viel davon aus regenerativen Energiequellen vorhanden ist (sog. nachfrageseitiges Lastmanagement), um auch das Stromnetz stabil zu halten und Stromausfälle zu verhindern. Voraussetzung für das moderne Stromnetz ist somit neben einem intelligenten Mess- und Überwachungssystem eine bidirektionale digitale Kommunikation. Wichtig dabei ist jedoch, dass übereinstimmende Standards eingeführt werden, denn ohne einheitliche Schnittstellen können die verschiedenen Komponenten nur mit großem Aufwand in Einklang gebracht werden und anschließend Informationen austauschen. Während die Übertragungsnetze auch heute schon mit IKT ausgestattet und somit „intelligent“ sind, ist dies im Mittelspannungsnetz nur teilweise und im Niederspannungsnetz gar nicht der Fall. Damit weiß der Betreiber des Niederspannungsnetzes nicht, was gerade in seinem Netz los ist. Zudem ist in diesem Bereich eine aktive Steuerung durch die Leitsysteme nicht möglich. Folglich ist das Verteilernetz „dumm“ bzw. blind und muss noch „smart“ werden.

Damit ist das Stromnetz, das weltweit größte und komplexeste von Menschenhand errichtete System, im Wandel begriffen: Aus dem hierarchisch-konventionellen System soll ein flexibles dezentrales System werden.³³

III. Alternativen zum Netzausbau

Um einen langwierigen und teuren Leitungsbau so weit als möglich zu vermeiden, können verschiedene Alternativen in Betracht gezogen werden:

1. Netzanschluss- / Netzzugangsverweigerung

Zunächst stellt sich die Frage, ob jeder Netzanschlusspetent tatsächlich den Anspruch hat, mit seiner Erzeugungsanlage an das Netz angeschlossen zu werden und ob der Netzbetreiber unter Umständen gezwungen ist, das Netz zu diesem Zweck auszubauen oder ob sich der Netzbetreiber im Einzelfall auf den Einwand der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit bzw. den der mangelnden Netzkapazität beim folgenden Netzzugang berufen kann.

2. Einspeisemanagement

Ferner ist die Möglichkeit des Einspeisemanagements zu untersuchen. In diesem Fall könnte der Netzbetreiber oder ein anderer Akteur bei Überlastung des Netzes Erzeugungsanlagen temporär steuern, also ihre Einspeiseleistung vorübergehend reduzieren oder im Ausnahmefall die Anlage sogar ganz vom Netz nehmen. Diese Option betrifft z.B. den Fall, in dem an einem verbrauchsschwachen Tag (z.B. an einem Sonntag) wetterbedingt eine hohe Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen erfolgt. Speisen trotz geringer Nachfrage alle Erzeuger ihren Strom ins Netz ein, so steigen Spannung und Frequenz und die Stabilität und Sicherheit des Netzes sind gefährdet. Die Maßnahme des Einspeisemanagements dient dazu, Erzeugungsspitzen zu vermeiden.

3. Speichertechnologien

Da die Stromnetze selbst über keinerlei Speichervermögen verfügen, bedarf es zur Integration der fluktuierenden Stromerzeugnisse in das Energieversorgungssystem des Ausbaus nationaler und europäischer Speichermöglichkeiten, um die unvermeidbaren Erzeugungsspitzen abfedern zu können. Die Speichermöglichkeiten sind deswegen von außerordentlicher Wichtigkeit in einem „intelligenten“ Stromnetz, um die schwanke

³³ *Oesterreichs Energie*, Zukunftsvision Smart Grid.

Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energiequellen auszugleichen und damit auch das Netz zu stabilisieren und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sie haben zum einen die Funktion, überschüssigen Strom zu Zeiten hoher Produktion und geringer Nachfrage über Tage und Wochen aufbewahren zu können (gibt es zu Zeiten hoher Produktion keine geeigneten Speichertechnologien, kann das Potential nicht genutzt werden und muss unter Umständen sogar heruntergefahren werden) und zum anderen bei Bedarf, also in Zeiten geringer Produktion, wieder abgeben zu können. Damit dienen Speicherkraftwerke der wirtschaftlichen Optimierung der Stromerzeugung, was sowohl den Kraftwerksbetreibern als auch den Kunden zugutekommt: Durch die Stromerzeugung in Zeiten großer Stromnachfrage, wenn also die Börsenpreise für Strom recht hoch sind, tragen Speicherkraftwerke zu einer Reduktion der Erzeugungskosten bei.³⁴ Mit dem raschen Ausbau der erneuerbaren Energien wächst genauso schnell der Bedarf an Speichermöglichkeiten bzw. die Entwicklung neuer Speichertechnologien. Aufgrund der schwankenden Stromerzeugung sind Speichermöglichkeiten unerlässlich, zumal sich die Stromnachfrage nur in begrenztem Maße an die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien anpassen können wird.

Folgende ausgewählte Speichertechnologien sind im Zusammenhang mit Smart Grids anzudenken:

a. Pumpspeicherkraftwerke

In Österreich sind verbreitet zentrale Pumpspeicherkraftwerke³⁵ als Spitzenlastkraftwerke im Einsatz³⁶, die die überschüssige Energie (diese Überschussproduktion stammt zumeist aus großen Windparks) nach entsprechender Umwandlung in potentielle Energie des Wassers speichern. Es handelt sich also um Wasserkraftwerke, bei denen zu Zeiten niedriger Spotmarktpreise, also hoher Stromproduktion bzw. geringer Stromnachfrage, Wasser aus einem niedrigeren Becken in ein höhergelegenes Becken gepumpt wird. Mit dem Pumpen in das obere Becken wird der Speicher aufgefüllt. Zum Antrieb wird der überschüssige Strom im Netz verwendet. Bei Bedarf (also zu Zeiten geringer Stromproduktion und hoher Nachfrage) kann das Wasser jederzeit aus dem Oberbecken abgelassen werden, wobei mittels Turbinen und Generatoren wieder elektrischer Strom erzeugt und ins Stromnetz

³⁴ *Oesterreichs Energie*, Windkraft und Pumpspeicherkraftwerke.

³⁵ Anschaulich: *Gutmann*, Energietechnik, 81.

³⁶ Der österreichische Stromversorger Verbund hat derzeit 3.000 MW Pumpspeicherleistung am Netz und will weitere 1.000 MW dazu bauen, *Focht*, Österreichisches Plädoyer, Energie & Management, 12/2012, 4.

eingespeist wird. Da dieser Vorgang in sehr kurzer Zeit möglich ist, hat das Pumpspeicherkraftwerk den Vorteil, zum Netzausgleich und zur Regelernergie beitragen zu können. Bei dem Vorgang wird ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 75 bis 82 % erreicht.³⁷ Damit ist das Pumpspeicherkraftwerk bisher konkurrenzlos. Zudem haben Pumpspeicherkraftwerke den Vorteil, dass sie im Gegensatz zu anderen Kraftwerken keine Energie aus dem Netz zum Anfahren benötigen. Damit sind sie „schwarzstartfähig“ und können andere Kraftwerke, z.B. nach Stromausfällen, wieder zum Laufen bringen und damit das Netz aufbauen helfen. Schließlich stellt das Pumpspeicherkraftwerk eine seit Jahrzehnten erprobte und bewährte Technologie dar. Allerdings ist das Ausbaupotenzial aufgrund des benötigten Gefälles geografisch in den meisten Ländern nur eingeschränkt vorhanden.

b. Nutzung der Elektromobilität

Im privaten Bereich könnte das Elektroauto zunächst im Rahmen der Mobilität³⁸ dienen. Unter Elektromobilität versteht man die individuelle, nicht leitungsgebundene batterieelektrische Mobilität im öffentlichen Straßenverkehr.³⁹ Wird das Elektrofahrzeug unter Verzicht auf die herkömmlichen Verbrennungsmotoren mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben, erfolgt zudem eine Reduktion der Emissionen im Straßenverkehr und der Abhängigkeit von Öl. Darüber hinaus könnte das Elektroauto jedoch auch als dezentrales Speichermedium eingesetzt werden und damit einen wichtigen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien und Netzstabilität leisten. Der Ladevorgang soll möglichst zu dem Zeitpunkt vorgenommen werden, wenn günstiger Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Übermaß vorhanden ist, wenn also die Erzeugung höher als der Verbrauch ist. Im Gegenzug könnte dann das geladene Elektroauto wiederum dazu verwendet werden, diesen Strom zu Zeiten schwacher Erzeugung und hohen Verbrauchs über eine Ladestation zurück ins Netz einzuspeisen, um die schwankende Erzeugung erneuerbarer Energien auszugleichen (sog. Vehicle-to-Grid-Konzept).⁴⁰ Damit wird die Rolle des „gewöhnlichen Autofahrers“ um die des „Energieakteurs“ – sowohl im funktionstechnischen, als auch im ökonomischen Sinn – erweitert.⁴¹ Ob diese zukunftsorientierte Idee auch auf die Akzeptanz breiter Nutzerkreise stößt, bleibt jedoch abzuwarten.

³⁷ Curtius, in: Bartsch/Röhling/Salje/Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 38 Rz. 44; Berger, Sromerzeugung, VEÖ Journal 11-12/2008, 36 (38).

³⁸ So sollen in Deutschland bis zum Jahr 2020 ca. eine Millionen Elektrofahrzeuge im Einsatz sein.

³⁹ Keil/Schmelzer, Elektromobilität – Teil 1, ZNER 2010, 461.

⁴⁰ Feller/de Wyl/Missling, Ladestationen für Elektromobilität, ZNER 2010, 240; von Hoff, Elektromobilitätstankstellen, ZNER 2009, 341.

⁴¹ Keil/Schmelzer, Elektromobilität – Teil 1, ZNER 2010, 461 (462).

c. Power-to-Gas

Aus Effizienzgründen sollte auch das Erdgasnetz, das europaweit bereits in ausreichendem Maße – auch für Langzeitspeicherungen – ausgebaut ist, in die Betrachtung der Speichermöglichkeit einbezogen werden. Mittels der Power-to-Gas-Technologie können CO₂ und Wasser mit Hilfe von elektrischem Strom (v.a. überschüssigem Ökostrom) in synthetisches Methan umgewandelt werden. In der Elektrolyse wird im ersten Schritt Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Im zweiten Schritt wird Wasserstoff mit CO₂ zu Methan (CH₄) umgewandelt. Das synthetische Methan kann dann (eventuell nach erfolgter Konditionierung mit Biogas) direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden. Das Verfahren wurde in einem gemeinsamen Projekt von Wissenschaftlern des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWS) in Kassel, des Stuttgarter Zentrums für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung Baden Württemberg und der Firma Solar Fuel Technology aus Salzburg entwickelt. Der Vorteil dieser Technologie ist, dass das Erdgasnetz im Gegensatz zum Stromnetz bereits in der Weise besteht und ausgebaut ist, um eine Überproduktion an fluktuierender Stromerzeugung aufnehmen, transportieren und vor allem über längere Zeit speichern zu können. Zwar ist der Wirkungsgrad dieses Speichermediums im Falle der Rückverstromung mit 35 % geringer als der von Pumpspeicherkraftwerken, jedoch ist zu beachten, dass es darum geht, überschüssigen Strom zu erhalten, der ansonsten verloren wäre. Zudem ist der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken z.B. in Deutschland aufgrund der geografischen Gegebenheiten nur noch in begrenztem Maß möglich. Die Verwendung des synthetischen Methans ist nicht auf die Rückverstromung beschränkt, da ein Einsatz im Wärme- und Verkehrsbereich ebenso möglich ist.

4. Nachfrageseitiges Lastmanagement

Um den Netzausbau nach Möglichkeit zu reduzieren und den Aufbau teurer und aufwendiger Speichertechnologien so gering wie möglich zu halten, soll Strom möglichst dann verbraucht werden, wenn überschüssige Mengen aus regenerativen Quellen zur Verfügung stehen (sog. nachfrageseitiges Lastmanagement). Während sich die Stromproduktion früher mittels konventioneller Kraftwerke am Bedarf orientiert hat, könnte der Bedarf künftig mittels Verlagerung von Verbräuchen oder gar durch Reduzierung der Abnahmeleistung geändert und so weit wie möglich der Produktionsschwankung angepasst bzw. in lastschwache Zeiten verlegt werden. Die Nachfrageseite müsste folglich zeitlich flexibler werden.

Bewusstsein für den eigenen Stromverbrauch sollen sog. Smart Meter (intelligente Stromzähler) liefern. Diese haben den Vorteil, dass sich der Netzbenutzer seinen eigenen

Verbrauch jederzeit vergegenwärtigen kann. Während bei herkömmlichen mechanischen Ferrariszählern der Energieverbrauch nur einmal jährlich abgelesen und abgerechnet wird, sind die neuen intelligenten Stromzähler in der Lage, nicht nur schlicht den gesamten Verbrauch zu erfassen, sondern sie messen detailliert und sekundengenau den Stromverbrauch.⁴² Es findet also nicht mehr nur die aggregierte Erfassung des Stromverbrauchs in seiner Gesamtheit statt, sondern darüber hinaus erfolgt die Darstellung des individuellen zeitlichen Verlaufs der Stromnachfrage. Neben den Verbrauchswerten werden auch Parameter wie Spannung, Wirkleistung, Blindleistung und Unsymmetrie gemessen. Aufgrund der Ablesemöglichkeit in Echtzeit und der damit verbundenen Transparenz, soll dem Verbraucher ein Gefühl für seinen tatsächlichen Stromverbrauch und die entsprechenden Stromkosten zu einem bestimmten Zeitpunkt vermittelt werden, indem er seinen Energieverbrauch ständig vor Augen hat.⁴³ Allerdings ist es für die Ablesemöglichkeit nicht erforderlich, dass sich die Anzeige direkt am Stromzähler befindet. Es reicht aus, wenn der Verbraucher seinen Verbrauch über ein Home Display in seiner Wohnung oder über eine Internetseite ablesen kann. Erforderlich ist jedoch eine eichrechtlich gesicherte Schnittstelle. Durch die Ablesemöglichkeit soll der Verbraucher zu einem optimierten Energieverbrauch und zu einer möglichen Reduktion seines Abnahmeverhaltens, also einem bewussten Umgang mit Energie, animiert werden, indem er seinen Stromverbrauch selber regulieren und steuern kann. Laut E.ON wurden Kunden, die über einen intelligenten Zähler in der Wohnung verfügen und somit ihren Stromverbrauch entweder übers Internet oder das Display direkt ablesen können, für das Thema des Energieverbrauchs sensibilisiert und fast die Hälfte konnte ihren Stromverbrauch deswegen im Schnitt um fast 10 % senken.⁴⁴ Dies war z.B. dadurch möglich, indem die Waschmaschine erst in Betrieb genommen wurde, wenn sie vollständig gefüllt war, auf den Gebrauch eines Wäschetrockners verzichtet wurde und das Licht und der PC beim Verlassen des Raumes ausgeschaltet wurden. Darüber hinaus können große „Stromfresser“ ausfindig gemacht und eventuell ausgetauscht werden, da der Verbraucher nunmehr erkennen kann, dass sein Verbrauch in einem bestimmten Zeitraum höher ist als sonst.

Um für die Endverbraucher einen Anreiz für eine höhere Flexibilität zu schaffen und ihre Gewohnheiten zu ändern, bedarf es darüber hinaus z.B. der Einführung dynamischer, also zeit- und lastvariabler Strom- und Netztarife, zumal die Einführung der intelligenten Zähler noch nicht zur gewünschten Akzeptanz geführt hat. Dies mag zum einen daran liegen, dass

⁴² Ausführlich dazu: *Benz*, Intelligente Stromzähler, ZUR 2008, 457 (458 f.).

⁴³ Vgl. Anhang I Abs. 1 lit. i der EltRL 2009.

⁴⁴ Dazu: *Müller*, Interesse geweckt, *Energie & Management* 13-14/2011, 25.

diese neuen Messgeräte zunächst einmal höhere Kosten generieren als die analogen Zähler⁴⁵ und zum anderen, dass viele Menschen nur ungern ihre Verhaltensmuster ändern. Ökonomisch lassen sich Energiepreise traditionell durch unelastische Nachfragekurven darstellen.⁴⁶ Lässt der Verbraucher sich jedoch darauf ein, sein Abnahmeverhalten der Erzeugung und den damit verbundenen niedrigeren Strompreisen anzupassen (wenn er z.B. die Waschmaschine oder den Geschirrspüler erst nachts in Betrieb nimmt) bzw. Energie einzusparen, hätte er zukünftig im Smart Grid hingegen eine einflussreichere Position, um selbst steuern zu können, was er am Ende bezahlt.⁴⁷ Diese positive Erfahrung einzelner Kunden kann im Weiteren dazu führen, dass generell vermehrt Smart Metering-Produkte erfragt werden, was zu einer kundenseitigen Beschleunigung führen würde.⁴⁸ Lässt sich der Kunde in keiner Weise auf eine Änderung seines Verhaltensmusters ein, so wird er am Ende des Monats mit höheren Energiekosten „bestraft“. Jedoch gilt es, beim Einsatz von intelligenten Zählern die Anforderungen des Datenschutzes zu erfüllen.

5. Speicher- und Verbrauchssteuerung

Kommt es wetterbedingt im Vergleich zum Bedarf entweder zu einer Über- bzw. Unterproduktion an Energie aus erneuerbaren Quellen, ist es notwendig, dass der Netzbetreiber in kritischen Situationen auf die vorhandenen Speichermöglichkeiten (z.B. Elektromobile) und Verbrauchsanlagen (z.B. Kühlhäuser, Wärmepumpen, Industriebetriebe) zugreift und diese entweder mit überschüssiger Energie versorgt oder ihnen diese wiederum zu Zeiten schwacher Produktion entzieht. Damit kann eine Reduzierung der Lastspitzen erreicht werden. So haben z.B. Kühlhäuser in diesem Fall nicht mehr nur die Funktion, Lebensmittel kühl zu halten, sondern auch überschüssigen Strom bis zur nächsten Flaute zu speichern. Zu Zeiten hoher Produktion, also niedriger Strompreise, und geringer Nachfrage werden die Kühlhäuser von minus 18 Grad weiter hinunter gekühlt. Nimmt die Stromproduktion ab, kann das Kühlhaus so lange von der Stromzufuhr getrennt werden, bis die Temperatur wieder auf dem Ausgangswert von minus 18 Grad angelangt ist. In dieser Zeit kann der eingesparte Strom an anderen Orten eingesetzt werden. Derartige Maßnahmen können entweder bereits im Vorwege mit den Verbrauchern abgesprochen und z.B. gegen ein reduziertes Entgelt privatautonom vereinbart werden oder aber auch im Wege einseitiger Eingriffe (quasi als Zwangsmaßnahme) als ultima ratio durch den Netzbetreiber vorgenommen werden.

⁴⁵ *Doleski*, Hürden beim Smart Metering, *Energie & Management* 13-14/2011, 26.

⁴⁶ *Augenstein/Einhellig/Kohl*, Die Realisierung des „Smart Grids“, *ET* 7/2011, 28.

⁴⁷ Vgl. *Augenstein/Einhellig/Kohl*, Die Realisierung des „Smart Grids“, *ET* 7/2011, 28.

⁴⁸ *Doleski*, Hürden beim Smart Metering, *Energie & Management* 13-14/2011, 26.

IV. Neues Netz: Smart Grid

Die „Energiewende“ kann nach verbreiteter Auffassung mittels eines Umbaus der bestehenden bzw. eines Ausbaus der neuen Netzinfrastruktur zu Smart Grids leichter bewältigt werden. „Das Netz“ – also alle Netzebenen – sollte künftig in der Lage sein, die Stromnachfrage und die Stromeinspeisung in sämtlichen Netzebenen und bei allen Verbrauchern punktgenau zu managen. Dafür bedarf es einer intelligenten Kommunikation zwischen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern. Aktiver Verteilernetzbetrieb bedeutet somit, dass die Möglichkeit besteht, mittels IKT die Erzeuger, Verbraucher und Speicher – abhängig vom Energieangebot und von der Energienachfrage – aktiv in den Systembetrieb einzubinden.⁴⁹

1. Definitionen

Da es ein Smart Grid bisher noch nirgendwo gibt, ist ein solches momentan noch eine Vision, die einer fortlaufenden Diskussion und Weiterentwicklung unterworfen ist. Aus diesem Grund ist der Begriff – auch in Brüssel – noch nicht abschließend kontuiert, sodass es bisher keine einheitliche und gängige Definition für Smart Grids gibt. Unter dem Oberbegriff Smart Grids werden allerdings zahlreiche Bemühungen, Überlegungen und Initiativen in einem offenen Prozess erfasst, die weder unmittelbar mit dem Netz zusammenhängen (z.B. Elektromobile als Stromspeicher) noch untereinander in zwingender Verknüpfung stehen müssen. Daher schlagen manche vor, von einem „intelligenten Energiemarkt“ schlechthin zu sprechen. Insbesondere wurden folgende Definitionsvorschläge gemacht:

Der (deutsche) Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) versteht unter einem intelligenten Netz *ein Energienetzwerk, das das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Nutzer und Erzeuger, die mit ihm verbunden sind, integriert. Dabei soll ein ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit niedrigen Verlusten und hoher Verfügbarkeit gesichert werden.*⁵⁰

Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) verwendet folgende Definition: *Der Begriff „Smart Grid“ (Intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern,*

⁴⁹ Lugmaier/Brunner, Leitfaden, 19.

⁵⁰ BDEW, Diskussionspapier Smart Grids, 3.

Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Ziel ist auf Basis eines transparenten energie- und kosteneffizienten sowie sicheren und zuverlässigen Systembetriebs die nachhaltige und umweltverträgliche Sicherstellung der Energieversorgung.⁵¹

Die Mitglieder der Technologieplattform Smart Grids Austria haben sich auf folgende Begriffsbesetzung geeinigt: *Smart Grids sind Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen.⁵²*

Nach der Definition der Smart Grid Task Force der Europäischen Kommission⁵³ versteht man darunter *Stromnetze, die das Verhalten und die Handlungen aller daran angeschlossenen Nutzer (Erzeuger, Verbraucher und Akteure, die sowohl Erzeuger als auch Verbraucher sind) effizient integrieren können, um ein wirtschaftlich effizientes, nachhaltiges Stromsystem mit geringen Verlusten, einer hohen Versorgungsqualität und einem hohen Niveau an Versorgungssicherheit und Betriebssicherheit zu gewährleisten.*

2. Komponenten und Funktionsweise von intelligenten Stromnetzen

Manche Energie aus erneuerbaren Quellen ist vom Wetter abhängig und wird nur dann produziert, wenn der Wind weht oder die Sonne scheint. Da das Stromnetz nicht in der Lage ist, überschüssigen Strom für Zeiten zu speichern, in denen nichts produziert wird, muss das System so adaptiert werden, dass es auch an schattigen und windstillen Tagen genug Elektrizität gibt.

Auch wenn bisher keine einheitliche Definition gefunden wurde, so steht dennoch fest, dass folgende Komponenten im künftigen intelligenten Stromnetz eine wichtige Rolle spielen werden:

⁵¹ VDE, Deutsche Normungsroadmap E-Energy, 13.

⁵² *Smart Grids Austria*, abrufbar unter <http://www.smartgrids.at/smart-grids/>.

⁵³ Vgl. *EU Commission Task Force for Smart Grids*, Expert Group 1.

- Herkömmliche Verbraucher
- Verbraucher, die zu Erzeugern („Prosumer“) werden (dezentrale Erzeugung)
- Zentrale Erzeugung durch herkömmliche Großkraftwerke
- IKT-Infrastruktur
- Speichertechnologien
- Konventionelles Netz mit intelligenter Netzausrüstung
- Lieferanten

Die Betrachtung dieser Komponenten legt den Schluss nahe, dass der Begriff „Grid“ etwas zu kurz gefasst ist, da sich die Veränderungen in der Energielandschaft nicht nur auf die Netze und die Art, wie sie betrieben werden, sondern genauso auf die Erzeuger- und Verbraucherseite beziehen. Deshalb könnte man auch von einem Energieversorgungssystem der Zukunft sprechen, wobei Smart Grids nur ein Teil davon sind⁵⁴ bzw. von einem intelligenten Energiemarkt.

Nach der Bundesnetzagentur⁵⁵ wird das konventionelle Elektrizitätsnetz zu einem Smart Grid, wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird. Danach bedeutet „smart“, dass Netzzustände in „Echtzeit“ erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen, damit die bestehende Netzkapazität voll ausgenutzt werden kann. Ein Smart Grid führt auf diese Weise zu einer besseren Ausnutzung der konventionellen Netzinfrastruktur, was deren Ausbaubedarf reduziert oder die Netzstabilität bei gleicher Auslastung verbessert.

Das US-Office of Electricity Delivery & Energy Reliability sieht in einem Smart Grid folgende Visionen und Aufgaben.⁵⁶

- Selbstheilend nach Störung
- Aktive Teilnahme der Konsumenten an der Laststeuerung
- Sicherheit gegenüber physischen und informationstechnischen Attacken
- Netzqualität für die Bedürfnisse des 21. Jahrhunderts
- Bedienung aller Erzeugungs- und Speicheroptionen

⁵⁴ Kreusel, Smart Grid, Energy 2.0 5/2011, 53.

⁵⁵ Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, 11.

⁵⁶ Übersetzung von Tenschert auf der Grundlage von Office of Electricity Delivery & Energy Reliability, abrufbar unter: <http://energy.gov/oe/technology-development/smart-grid>.

- Ermöglichung neue Produkte, Dienste und Märkte
- Effiziente Optimierung von Anlagen und Netzbetrieb

3. Eigene Definition

Unter dem Begriff des Smart Grids ist nach dem derzeitigen Stand der Diskussion die Aufrüstung der bestehenden Netzinfrastruktur und neuer Netze mit einer Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) derart zu verstehen, dass dadurch die Stromnetze mit („intelligenten“) Erzeugern, Verbrauchern und Speichern sowie mit Netzbetriebsmitteln verbunden werden, um eine gesamthafte Steuerung dieser Einheiten zu ermöglichen, sowie die gesamthafte Steuerung selbst. Ziel ist es, bei steigender Einbindung von Energie aus erneuerbaren Quellen, auch weiterhin einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb und eine hohe Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.

4. Pilotprojekte

Ansätze zu „Smart Grids“ in unterschiedlicher Funktionalität werden derzeit in einigen Pilotprojekten getestet:

a. Projekt mit europäischen Projektpartnern

Im Projekt „Web2Energy“ – das aus elf Unternehmen besteht⁵⁷ – wurden Kommunikationskanäle zu den Teilnehmern verlegt und sodann drei Säulen der „smarten Verteilungsnetze“ im Versorgungsgebiet der HSE erprobt und eingeführt.⁵⁸ In der ersten Säule wurden mehrere Hundert Stromkunden mit intelligenten Zählern ausgestattet und ihnen erstmals variable Tarife angeboten. Sowohl diese Tarife als auch die Tarifprognose für die nächsten Stunden und der aktuelle Verbrauch sowie die daraus resultierenden Kosten werden visualisiert. Dadurch erhält der Kunde die Möglichkeit, seinen Verbrauch entsprechend der Tarife zu steuern. In der zweiten Säule werden die vielen Kleinerzeuger derart überwacht und koordiniert, dass jederzeit eine planbare und dem Bedarf entsprechende Erzeugerleistung vorhanden ist. Dies beinhaltet auch die Bildung eines virtuellen Kraftwerks unter Berücksichtigung innovativer Speichertechniken. Dieses zentral geführte virtuelle Kraftwerk nimmt auch an den Märkten für Energie und Regelleistung teil. In

⁵⁷ HSE AG, NTB Technoservice (SME), HSE Medianet GmbH, Landis + Gyr, OvGU, TNO, UTInnovation (SME), it4power, EUS GmbH, iPLS (SME), Verteilnetzbetreiber (VNB) Rhein-Main-Neckar.

⁵⁸ Ausführliche Projektbeschreibung auf <https://www.web2energy.com/>.

der dritten Säule werden die Abläufe bei Versorgungsunterbrechungen im Verteilungsnetz (Anfahren der Ortsnetztrafostationen und Umschaltungen) automatisiert, um die Unterbrechungszeiten weiter zu verkürzen.

b. In Österreich

Die „Smart Grids Modellregion Salzburg“ ist das bisher umfassendste Forschungsprojekt zum Thema „Smart Grids“ in Österreich. Es umfasst ein Bündel an verschiedenen Projekten zu verschiedenen Themen und wurde im Jahr 2009 von der Salzburg AG in Kooperation mit weiteren Industriepartnern und Forschungsinstitutionen entwickelt. Es basiert auf sieben bereits damals abgeschlossenen Projekten und soll als Gesamtbündel Fragestellungen aus den einzelnen Teilprojekten in der Modellregion Salzburg zusammenführen.⁵⁹ Als integriertes Gesamtsystem in realen Netzbereichen mit aktuellen Problemstellungen und Kundenwünschen beschäftigt sich die „Smart Grids Modellregion Salzburg“ mit Projekten zu folgenden Schwerpunkten:⁶⁰

- Aktive Verteilnetze in Mittel- und Niederspannungsnetzen
- Virtuelle Kraftwerke, KWK und Mikro KWK
- Last-/Demand Side Management
- Integration von Elektromobilität
- Neue Technologien, intelligente Strategieansätze.

Folgende Projekte⁶¹ in den einzelnen Regionen liefern reale Netzwerkdaten und ermöglichen erste Praxistests der Smart Grids Elemente in Österreich:

Smart Distribution Grid Biosphärenpark Großes Walsertal

Hintergrund des Projekts ist, dass im Großen Walsertal die vorhandene Netzinfrastruktur mit den derzeit angeschlossenen Einspeiseanlagen bereits voll ausgelastet und der Anschluss von zusätzlichen Einspeiseanlagen (mit einer Leistung von 10 MW und mehr) mit den konventionellen Methoden der Netzregelung nicht mehr möglich ist. Es wird daher im

⁵⁹ Ausführlich zur Projektbeschreibung *Reuter et al.*, Smart Grids Modellregion Salzburg, 53/2010.

⁶⁰ Endberichte der jeweiligen Projekte können auf der Homepage der Modellregion unter <http://www.smartgridssalzburg.at/downloads/> abgerufen werden.

⁶¹ Vgl. ausführlich dazu *BMVIT*, Intelligente Energiesysteme der Zukunft, sowie die Ausführungen zu den einzelnen Pionierregionen unter <http://www.energiesderzukunft.at/highlights/smartgrids/pionierregionen.htm>.

Rahmen eines Demonstrationsprojekts das Konzept des aktiven Verteilernetzes, also die Verschiebung des Leistungsbandbedarfs durch aktive Eingriffe in den Spannungsverlauf, getestet.

Smart Community Großschönau

Zusätzlich zum Bestehen des ersten europäischen Passivhausdorfs zum Probewohnen wird in einem Feldversuch das reale Lastverschiebungspotenzial unterschiedlicher Lasten ermittelt. Als verschiebbare Lasten im Haushaltsbereich dienen Wärmepumpen, die Pumpanlage der örtlichen Fernwärmeversorgung und Trinkwasserpumpen; im öffentlichen Sektor werden Klimatisierungs- und Lüftungsanlagen miteinbezogen. Weiters bieten die Klärschlammpumpe und Gebläseanlagen der örtlichen Kläranlage ebenso ein verschiebbares Lastpotenzial wie die Klärschlamm-trocknungsanlage und ausgewählte Energieprozesse ansässiger Industriebetriebe.

Der Projektfokus liegt auf folgenden Punkten:

- Kommunale Infrastruktur und Verbraucher als Schlüsselemente eines intelligenten Energiesystems
- Die Region als Energiesparmeister
- Kommunale Infrastruktur als Lastmanagement-Potenzial
- Passivhaus 2 Grid
- Neue Rolle für die Kommune als Energiezwischenhändler

Smart Infosystems Vöcklabruck

In der Pionierregion Vöcklabruck wurden bereits im Jahr 2009 10.000 intelligente Zähler installiert und im eigenen Smart Grids Labor in Gmunden alle Hauptfunktionalitäten simuliert.

Der Projektfokus liegt auf folgenden Punkten:

- Intelligente Mess- und Informationssysteme in der Smart Meter Testregion
- Smart Grids Labor
- Intelligentes Info-/Mess-/Steuerungs-Gesamtsystem Kunde-Anbieter
- Power Snap-Shot-Analyse – Erfassung von Netzzuständen mit Smart-Meter

Smart Microgrid Murau

In der Region Murau soll ein intelligentes Energiesystem aufgebaut werden, um den regional erzeugten Strom möglichst vor Ort nutzen zu können und die lokale Wertschöpfung zu erhöhen. Die übergeordneten Netzebenen sollen entlastet und das System so entwickelt werden, dass auch bei einem Zusammenbruch des übergeordneten Netzes der Netzbetrieb in der Region Murau aufrechterhalten werden kann (als sogenanntes Microgrid).

Der Projektfokus liegt auf folgenden Punkten:

- Regionale, ausfallsichere Elektrizitätsversorgung in der Region Murau
- Erweiterung der energetischen Eigenversorgung hin zur Autarkie
- Kurze Wege für die Energie (regionaler Netzverbund)
- Ausfallssichere Stromversorgung für die Region
- Micro-Grids als stabilisierendes Element für Netze der Zukunft

Smart Services für den Großraum Linz

Bei diesem Forschungsprojekt der Linz AG wird eine intelligente Informations- und Kommunikationsstruktur für die Infrastrukturnetze der Linz AG aufgebaut. Durch ein intelligentes Lastmanagement werden neben dem Stromnetz auch die Gas- und Wasserversorgung sowie die betriebenen Elektrotankstellen und die Abwasserentsorgungsinfrastruktur geregelt.

Im Rahmen dieses Projekts wurden bereits folgende Smart Services realisiert:

- Intelligentes Fahrgastinformationssystem
- Intelligente Zählerablesungen
- Intelligente Steuerung der öffentlichen Beleuchtung

Der Projektfokus liegt auf folgenden Schwerpunkten:

- Intelligente Infrastruktur als gemeinsame Basis für Energiedienstleistungen
- Spartenübergreifendes Energiemanagement System
- Energieberatung über Smart Meter und Internet-Interface
- Intelligente städtische Infosysteme vom Metering bis zur Fahrgastinformation

- Intelligente Straßenbeleuchtung bis hin zur Fernwartung

c. In Deutschland

In Deutschland sind vor allem die sechs E-Energy-Modellregionen hervorzuheben, in denen erprobt wird, was technisch machbar und wirtschaftlich sinnvoll ist.⁶²

eTelligence – Intelligenz für Energie, Märkte und Netze, Smart Energy Region Cuxhaven

In der Region Cuxhaven wird ein komplexes Regelsystem getestet, das die Fluktuation von Windenergie ausgleichen und den Strom intelligent in die Netze und den regionalen Markt integrieren soll. Ziel ist es, Erzeuger, Verbraucher mit verschiebbaren Lasten, Energiedienstleister und Netzbetreiber zusammen zu führen und die Versorgungssicherheit somit zu erhöhen und die Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Es konnte nachgewiesen werden, dass thermisch-elektrische Energiesysteme wie Kühlhäuser und Blockheizkraftwerke sehr gut als Energiespeicher genutzt werden können. Schließlich wird der Smart Meter auf seine Alltagstauglichkeit getestet.

E-DeMa – Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft, Smart Energy Region Rhein-Ruhr

Das Projekt E-DeMa erprobt eine intelligente Verbrauchssteuerung sowie eine zeitnahe Verbrauchsdatenerfassung und -bereitstellung. Es wurden praxismgerechte Lösungen für ein Erzeugungs- und Verbrauchsmanagement über Haus-, Netz- und Marktapplikationen entwickelt. Dabei steht der kostenorientierte Einsatz von dezentralen Kleinerzeugern und elektrischen Haushaltsgeräten im Vordergrund. Zudem ließen sich 10 % des Verbrauchs in Schwachlastzeiten verlagern und Lastspitzen reduzieren.

MeRegio – Aufbruch zu Minimum Emission Regions, Karlsruhe/Stuttgart

In dieser Region werden bei 1.000 Stromkunden Energieerzeugung und Energieverbrauch aufeinander abgestimmt, um mittels lokalen Lastverschiebungspotentialen die vorhandene Energie möglichst effizient zu nutzen. Kritische Netzzustände sollen mittels automatisierten Demand-Side-Management überwunden werden.

⁶² Ausführlich zu den einzelnen Modellregionen: *B.A.U.M. Consult GmbH, Smart Energy made in Germany.*

Modellstadt Mannheim – Modellstadt Mannheim in der Smart Energy Region Rhein-Neckar, Mannheim

Um intelligente Haushaltsgeräte sinnvoll nutzen zu können, wurden bei 200 Haushaltskunden neue Steuerungsgeräte, sog. „Energiebutler“, eingebaut. Damit können die Kunden ihren Verbrauch an den variablen Preisen des Energiemarktes ausrichten. Der Energiemanager kann Verbrauchsgeräte ansteuern und selbständig entscheiden, wann ein Gerät ein- oder ausgeschaltet wird.

RegModHarz – Regenerative Modellregion Harz, Landkreis Harz

In dieser Region soll die gebündelte Vermarktung der regional vorhandenen erneuerbaren Erzeuger mittels eines virtuellen Kraftwerks getestet werden. Mit dem „innovativen Regionale-erneuerbare-Energien-Tarif“ können die Verbraucher Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind, Sonne oder Biogas beziehen. Dadurch soll eine Identifikation mit der heimischen Energieversorgungsstruktur gefördert werden.

Smart Watts – Mit dem Internet der Energie und der „intelligenten Kilowattstunde“ zu mehr Effizienz und Verbrauchernutzen, Smart Energy Region Aachen

Ziel ist es, ein unbundlingkonformes Informations- und Steuerungsmodell für das Energiesystem zu finden, bei dem den Marktakteuren zeitnah die Ist-Daten der Erzeugung und des Verbrauchs zur Verfügung stehen. Durch ein anreizbasiertes System werden Einspeisung, Verbrauch, Angebot und Nachfrage gezielt beeinflusst. Der Verbraucher soll somit ohne Komfortverlust seinen Energieverbrauch in günstige Zeiträume verlagern. Die Verbrauchsdaten, die durch intelligente Stromzähler erhoben werden, sind Grundlage für variable Tarife.

V. Zusammenfassung

Neben die großen, zentral gelegenen konventionellen Kraftwerke, die in der Lage sind, den Strom bedarfsgerecht zu produzieren, treten immer mehr kleine, dezentrale und fluktuierende Erzeugungsanlagen. Der Zubau dieser regenerativen Energien, die in ihrer Stromerzeugung aufgrund ihrer Wetter- und Tages- bzw. Jahreszeitenabhängigkeit im Gegensatz zu klassischen Kraftwerken trotz verbesserter Wettervorhersagen nur schwer planbar sind, hat zur Folge, dass eine bedarfsgerechte Produktion nicht möglich ist. Problematisch ist das vor allem deshalb, weil dennoch ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch im Netz gehalten werden muss. Die Stabilität des Netzes ist nämlich neben ausreichender Stromkapazitäten die Voraussetzung dafür, dass es zu keinem Stromausfall (Blackout) kommt. Zur „Glättung“ der fluktuierenden Erzeugung können virtuelle

Kraftwerke eingesetzt werden. Solche virtuellen Kraftwerke haben den Vorteil, verschiedene Erzeugungs-, Speicher- und Verbraucheranlagen zusammenschließen zu können und damit die Synergieeffekte zu erhöhen. Die kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen werden zumeist als Photovoltaikanlagen auf den Hausdächern installiert. Damit wachsen die originären Verbraucher aus ihrer einseitigen Rolle heraus, indem sie nunmehr auch zu Erzeugern (Prosumern) werden. Die kleinen Erzeugungsanlagen haben ferner u.a. die Besonderheit, dass sie ihren erzeugten und nicht selbst verbrauchten Strom aufgrund ihrer Anlagengröße ins Verteilernetz einspeisen. Da dieses jedoch ursprünglich als reines Ausspeisernetz konzipiert wurde, ist es auf eine Änderung der Lastflussrichtung und damit auf einen „Gegenverkehr“ nicht ausgelegt, was eine unzulässige Erhöhung der Spannung im Netz zur Folge haben kann. Somit bringt der Ausbau der erneuerbaren Energien trotz seiner Vorteile große Probleme für die bestehende Netzinfrastruktur mit sich. Zudem ist das Verteilernetz im Gegensatz zum Übertragungsnetz noch nicht zur Gänze mit IKT ausgestattet, sodass eine aktive Steuerung derzeit noch nicht möglich ist. Aufgrund dieser Änderungen im Rahmen der Erzeugungsstruktur sind Erweiterungen der Netzinfrastruktur notwendig. So muss das bestehende Stromnetz national und auch europaweit ausgebaut und mit IKT ausgerüstet werden (erst die Hard- und Software macht das Netz „intelligent“). Um einen überdimensionierten Ausbau der Netze zu vermeiden, müssen Maßnahmen wie das Einspeisemanagement ergriffen werden können, die es dem Netzbetreiber ermöglichen, zu Zeiten hoher Stromproduktion aber geringen Strombedarfs, auch Ökostromerzeugungsanlagen zu steuern, also temporär in ihrer Einspeiseleistung zu drosseln, um die Stabilität des Netzes aufrecht zu erhalten. Parallel bedarf es geeigneter und effektiver Speichertechnologien, die in der Lage sind, überschüssigen Strom bis zur nächsten Flaute aufbewahren zu können. Schließlich müssen die Verbraucher z.B. durch variable Tarife animiert werden, ihr Verbrauchsverhalten der Stromproduktion anzupassen.

Kapitel 4: Netzausbau zur Einbindung dezentraler und fluktuierender Erzeugungsanlagen in das Energiesystem

Zu untersuchen ist, ob und unter welchen Voraussetzungen die bestehenden Netze von Rechts wegen ausgebaut werden müssen, um die steigende Anzahl an Ökostromerzeugungsanlagen in das Elektrizitätssystem einbinden zu können.

I. Dezentrale fluktuierende Erzeugung macht Netzausbauten / -verstärkungen erforderlich

Vor dem Hintergrund, dass das Gesamtsystem aufgrund der stetig wachsenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen vor große Herausforderungen gestellt wird und des stets steigenden Energiebedarfs, sind geeignete technische Maßnahmen erforderlich. So muss das bestehende Stromnetz verstärkt und teilweise ausgebaut werden – es muss schlicht leistungsfähiger werden. Das Stromnetz erfordert Komponenten, die optimal auf den aktuellen Strombedarf reagieren können⁶³, sodass das Netz in der Lage ist, den ungehinderten Stromtransport zwischen den zahlreichen Erzeugern, den Speichereinheiten und den Verbrauchern zu gewährleisten.⁶⁴ Netzverstärkungen sind auch deshalb wichtig, da der Netzbetreiber verpflichtet ist, eine gewisse Spannung in seinem Netz einzuhalten. Tut er das nicht, hat das Übersteigen der Spannung Auswirkungen auf sensible technische Einrichtungen der Netzbenutzer. Das könnte auch eine Schadensersatzpflicht des Netzbetreibers auslösen.

1. EU-Richtlinien

Zunächst gilt es, die einschlägigen unionsrechtlichen Vorgaben zu erheben.

⁶³ *Oesterreichs Energie*, Zukunftsvision Smart Grid.

⁶⁴ *Fischer*, Batterie im starken Netz, *Energie & Management* 13-14/2011, 29.

a. Vorgaben der Erneuerbare Energien-Richtlinie zum Netzzugang und zum Netzausbau

Nach Art. 7 EE-RL 2001⁶⁵ waren die Mitgliedstaaten verpflichtet, unbeschadet der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes, Maßnahmen zu ergreifen, mit denen sichergestellt wurde, dass die Betreiber der Übertragungs- und Verteilernetze in ihrem Hoheitsgebiet die Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen gewährleisten. Dabei **konnten** sie einen vorrangigen Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorsehen.

Ziel der EE-RL 2009 ist die Unterstützung und anhaltende Steigerung der Einbindung von Energie aus erneuerbaren Quellen in das Übertragungs- und Verteilernetz, ohne dass dabei die Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzes beeinträchtigt wird.⁶⁶ Daher haben die Mitgliedstaaten nach Art. 16 Abs. 1 EE-RL 2009 geeignete Schritte zu ergreifen, um die Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur, intelligente Netze, Speichereinrichtungen und das Elektrizitätssystem auszubauen, um den sicheren Betrieb des Systems zu ermöglichen, während der Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen Rechnung getragen wird. Damit sieht Art. 16 der EE-RL 2009 einen ersten Ansatz für Smart Grids vor.

Die Netzbetreiber **müssen** nunmehr die Übertragung bzw. die Verteilung der Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen gewährleisten und dafür einen vorrangigen oder garantierten Netzzugang⁶⁷ für derartige Erzeugungsanlagen vorsehen.⁶⁸ Fraglich ist, was unter einem vorrangigen bzw. einem garantierten Netzzugang zu verstehen ist.⁶⁹

Die Richtlinie selber – auch der Erwägungsgrund 60 – nimmt keine eindeutige Definition vor. Jedoch meint das Wort „Vorrang“ so viel wie „Vortritt“, „Bevorzugung“ oder „Priorität“. Somit ist davon auszugehen, dass Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energieträgern produzieren, gegenüber solchen Anlagen, die Strom aus fossilen oder nuklearen

⁶⁵ Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27.09.2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 283/2001, 33 ff.

⁶⁶ Vgl. Erwägungsgründe 57 und 61 der EE-RL 2009.

⁶⁷ Den Vorgang des Netzanschlusses regelt die EE-RL 2009 hingegen nicht.

⁶⁸ Art. 16 Abs. 2 lit. a und b der EE-RL 2009.

⁶⁹ Ausführlich dazu: *Lehnert/Vollprecht*, Erneuerbare-Energien-Richtlinie, ZUR 2009, 307 (315); *Rabl/Brenner*, Förderung, *ecolex* 2009, 910 (912).

Energieträgern gewinnen, im Rahmen des Netzzugangs bevorzugt behandelt werden sollen. Es wird folglich eine Reihenfolge aufgestellt, nach der der Netzbetreiber Netzzugang zu seinem Netz gewähren darf. Um diesem Vorrangprinzip gerecht zu werden, ist der Netzbetreiber befugt, die Einspeisung durch konventionelle Kraftwerke zu reduzieren. Allerdings besteht bei dieser Variante zwar ein Anspruch auf Bevorzugung, jedoch kein unmittelbarer Anspruch gegenüber dem Netzbetreiber auf Netzzugang. Unter einem garantierten Netzzugang versteht man hingegen die unbedingte gesetzliche Verpflichtung des Netzbetreibers, solchen Anlagen, die Strom aus regenerativen Quellen produzieren, die Nutzung ihres Netzes zu ermöglichen. Somit stellt der garantierte Netzzugang für den Anlagenbetreiber eine Art Zusicherung dar, sodass dieser nicht verhandelbar ist.

Es kommen somit beide Netzzugangsarten zu dem Ergebnis, dass den erneuerbaren Energieträgern (zumindest vor den konventionellen Anlagen) Zugang zum Netz gewährt werden muss. Der Unterschied zwischen einem „vorrangigen“ und einem „garantierten“ Netzzugang im Sinne der EE-RL 2009 kann demnach nur im Folgenden liegen: Beim vorrangigen Netzzugang ist dem Erzeuger erneuerbarer Energien der Netzzugang nicht garantiert. Sofern Netzzugang möglich ist, ist dieser also – unter Hintansetzung der Elektrizitätserzeuger aus nicht erneuerbarer Energien – den „erneuerbaren“ zu gewähren. Im Unterschied dazu ist beim garantierten Netzzugang kein Vergleich mit anderen Elektrizitätserzeugern anzustellen; völlig gleichgültig ob solcher Netzzugang gewährt wird oder nicht muss Erzeugern erneuerbarer Energien Netzzugang eingeräumt werden, notfalls also das Netz auch ausgebaut werden.

Es darf freilich nicht übersehen werden, dass beide Versprechungen (lit. a und lit. b in Art. 16 Abs. 2 der Richtlinie) unter einen Vorbehalt stehen, nämlich unter dem Vorbehalt („vorbehaltlich“) „der zur Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes zu erfüllenden Anforderungen“. Das bedeutet, dass Gesichtspunkte der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes im Einzelfall dem Netzzugang des Erzeugers erneuerbarer Energien entgegenstehen können.

Weiterhin ist zu bedenken, dass die Verheißungen des Art. 16 Abs. 2 lit. a und lit. b der EE-RL 2009 – auch im Fall des Umsetzungsverzugs – nicht unmittelbar anwendbar sind.

Neben dem gewährleisteten Netzzugang haben die Mitgliedstaaten zudem geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um die Genehmigungsverfahren für Netzinfrastrukturen zu beschleunigen und diese Genehmigung mit den Verwaltungs- und Planungsverfahren zu koordinieren.⁷⁰

b. Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie zum Netzzugang und zum Netzausbau

Im Sinne der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung sieht Art. 3 Abs. 11 EitRL 2009 im Rahmen der Energieeffizienzförderung vor, dass die Elektrizitätsunternehmen den Stromverbrauch optimieren, indem sie z.B. Energiemanagementdienstleistungen anbieten, neue Preismodelle entwickeln oder gegebenenfalls intelligente Messsysteme oder intelligente Netze einführen.

Nach Art. 15 Abs. 3 EitRL 2009 sollen die Mitgliedstaaten die Netzbetreiber dazu verpflichten, „dass sie bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen auf der Grundlage erneuerbarer Energiequellen im Einklang mit Art. 16 EE-RL 2009 handeln. Die Mitgliedstaaten können dem Netzbetreiber auch zur Auflage machen, dass er bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang gibt, die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten“. Der konkrete Bedeutungsgehalt dieser typischen EU-Nebeldeutsch-Formulierung des erst zitierten Satzes ist unklar.

Wie dem auch sei, jedenfalls unterstützen die Mitgliedstaaten die Modernisierung der Verteilernetze – beispielsweise durch Einführung intelligenter Netze – die so gestaltet werden sollten, dass dezentrale Energieerzeugung und Energieeffizienz gefördert werden.⁷¹ Auf lange Sicht haben die Netzbetreiber die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung bzw. Verteilung von Elektrizität zu befriedigen, unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Netze zu betreiben, zu warten und auszubauen.⁷² Unter einer angemessenen Nachfrage versteht man, dass der Netzbetreiber langfristig in der Lage ist, den zu erwartenden Bedarf decken zu können. Der Netzausbau orientiert sich somit

⁷⁰ Art. 16 Abs. 1 S. 2 EE-RL 2009.

⁷¹ Erwägungsgrund 27 der EitRL 2009.

⁷² Art. 12 lit. a und Art. 25 Abs. 1 EitRL 2009.

an dem voraussichtlichen Bedarf und unterliegt im Weiteren dem Vorbehalt der Wirtschaftlichkeit. Der Netzausbau ist dann für den Netzbetreiber wirtschaftlich (zumutbar), wenn er in Form von Netzentgelten langfristig seine Investitionen amortisiert bekommt.

Nach Art. 22 EitRL 2009 sind die Übertragungsnetzbetreiber weiter verpflichtet, der Regulierungsbehörde jedes Jahr einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen, der sich auf die derzeitige Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt. Dieser Netzentwicklungsplan muss wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Versorgungssicherheit enthalten. Die Durchführung des Netzentwicklungsplans wird von der Regulierungsbehörde überwacht und evaluiert.

c. Fazit

Der von der EE-RL 2009 – wenn auch nur unter Vorbehalt – geforderte garantierte bzw. vorrangige Netzzugang für Ökostromerzeugungsanlagen und der in der EitRL 2009 vorgesehene Netzausbau zu wirtschaftlichen Bedingungen müssen folglich bei der Umsetzung durch die Mitgliedstaaten in Einklang gebracht werden. Es ist dabei zudem folgendes zu beachten: Auch der europäische Binnenmarkt bedingt eine Ausweitung des europäischen Stromhandels und somit höhere Energieflüsse über die Netze, zumal die erneuerbaren Energiequellen unterschiedliche Produktionsschwerpunkte aufweisen. Dafür ist ein europaweites leistungsstarkes Stromnetz erforderlich⁷³, da nur mit einem Übertragungsnetz ohne Transportbeschränkungen erreicht werden kann, das regional verteilte Angebot erneuerbarer Energiequellen auch europaweit effizient zu nutzen.⁷⁴ Vornehmlich bedarf es deshalb hinreichender Höchstspannungsleitungen, um Windenergie aus dem Norden Deutschlands und Wasserkraft aus Norwegen nach Süden zu transportieren, aber auch, um den Wüstensolarstrom nach Norden zu bringen. Geeignet dafür wären verlustarme Hochspannungs-Gleichstromleitungen. Das europäische Verbundnetz wurde – wie die nationalen Netze auch – ursprünglich für einen konventionellen Kraftwerkspark und für eine zumeist lastnahe Erzeugung ausgelegt, nicht jedoch für eine Integration großer lastferner und fluktuierender Einspeisungen elektrischer Energie sowie zum weiträumigen, strukturellen Stromtransport.⁷⁵ Hinzu kommt, dass die EU-Erweiterung schlechte Ost-West- und Nord-Süd-Verbindungen mit sich gebracht hat, was den

⁷³ Ausführlich dazu: *Erhard*, Europäische Netze, ET 7/2011, 78.

⁷⁴ *Derler*, Smart Grids, in: *Bobik*, Infrastruktur, 96.

⁷⁵ *Bundesnetzagentur*, Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012, 2.

ungehinderten Energietransport innerhalb der EU erschwert und in einigen Regionen zur Anfälligkeit von Versorgungsausfällen führt. Deshalb bedarf es auch weiterer Netzausbaumaßnahmen zwischen den einzelnen Ländern. Laut dem Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E) sind dafür 500 Einzelprojekte mit insgesamt über 42.000 km neuer oder ausgebauter Trasse und 100 Mrd. € bis 2020 notwendig. Vorgeschlagen wird dafür ein Overlaynetz⁷⁶, um vor allem die gewaltigen Mengen an Windenergie zu transportieren. Dieses soll statt der momentan üblichen 50 Hz nur noch mit einer Frequenz von 16,7 Hz betrieben werden. Die Technologie hat den Namen AC+ und könnte Bestandteil eines europäischen Supergrids werden, sofern die europäischen Grenzkuppelstellen ausgebaut werden. Oberstes Ziel beim Netzausbau ist die Herstellung von Verbindungen zwischen allen EU-Mitgliedstaaten, damit diese im vollen Umfang vom Energiebinnenmarkt profitieren können. Wichtig dabei ist, dass die nationalen Smart Grids zu einem grenzüberschreitenden Stromnetz mit gleichen Standards ausgebaut werden.⁷⁷

Die „Stromautobahnen“, also die Übertragungsnetze, und die „Stromlandstraßen“, also die Verteilernetze, müssen folglich ausgebaut und modernisiert werden, um die steigende Stromnachfrage zu decken, die Marktintegration zu fördern und die bestehende Netzsicherheit aufrechtzuerhalten, aber vor allem auch, um den aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Strom, der sich von 2007 bis 2020 mehr als verdoppeln dürfte, zu transportieren und Schwankungen auszugleichen. Dafür müssen die Übertragungs- und Verteilernetze innovativer und vor allem durch IKT intelligenter gestaltet werden.⁷⁸

2. Regelung des Netzausbaus im EIWOG 2010

Der Ausbaubedarf der Stromnetze ist nach den bisherigen Überlegungen eine naheliegende Folge, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien, wie von der EU gefordert, erhöht wird. Zu prüfen ist daher zunächst, wie das EIWOG 2010 den Netzausbau geregelt hat, zumal keine explizite Pflicht zur Einführung von Smart Grids verankert ist.

⁷⁶ Dazu: *Gaul*, Freie Bahn für Hochspannung, *Energy* 2.0 05/2010, 28 (29 f.).

⁷⁷ *Appelrath et al.*, Deutschlands Energiewende, 2; *Deutsche Energie-Agentur*, dena-Netzstudie II, 23.

⁷⁸ Vorschlag für Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG, KOM (2011) 658 endg., 3.

Die nachhaltige Gewährleistung und Erhöhung einer sicheren Versorgung mit Elektrizität gehört zu den zentralen Zielen des EIWOG 2010.⁷⁹ Daher sieht die Grundsatzbestimmung des § 5 Abs. 1 Z 3 EIWOG 2010 vor, dass die Netzbetreiber im Allgemeininteresse die Errichtung und Erhaltung einer für die inländische Elektrizitätsversorgung oder für die Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen ausreichende Netzinfrastruktur vorzuhalten haben. Die Verpflichtung bezieht sich aber nur auf solche Netzkapazitäten, die zur Versorgung der Bevölkerung erforderlich sind, sodass die Stromversorgung von jedermann sichergestellt ist. Die Verpflichtung bezweckt laut *Oberndorfer* hingegen nicht, dass jeglicher Netzengpass vermieden wird.⁸⁰ Damit enthält die Grundsatzbestimmung keine unmittelbare Verpflichtung zum Netzausbau. Nach § 5 Abs. 3 EIWOG 2010 haben die Ausführungsgesetze vorzusehen, dass Elektrizitätsunternehmen die bestmögliche Erfüllung der ihnen im Allgemeininteresse auferlegten Verpflichtungen mit allen ihnen zur Verfügung stehenden Mitteln anzustreben haben. Allerdings ergibt sich auch daraus keine subjektiv-öffentlich-rechtliche Verpflichtung des Netzbetreibers zum Netzausbau.⁸¹ Damit ist die bundesgesetzliche Vorgabe an die Länder, eine ausreichende Netzinfrastruktur als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung zu gewährleisten, lediglich eine Unternehmenszielvorgabe, mehr aber auch nicht.⁸² Weiterhin ist nach § 4 Z 7 EIWOG 2010 die Berücksichtigung des öffentlichen Interesses an der Energieversorgung aus heimischen, erneuerbaren Ressourcen bei der Bewertung von Infrastrukturprojekten nunmehr ausdrücklich als Ziel verankert. Es gilt, dem Ausbau der heimischen erneuerbaren Energieträger unter Berücksichtigung der Kostenaspekte, Priorität einzuräumen. Nach *Schmidt* trägt dies und das neue EIWOG insgesamt „der steigenden Bedeutung einer sicheren Stromversorgung, einer klimaschonenden Stromerzeugung sowie leistungsfähiger Netze Rechnung.“⁸³

Im Dienste der Umsetzung des Art. 12 lit. a EltRL 2009 ist nunmehr in der Grundsatzbestimmung des § 40 Abs. 1 Z 7 EIWOG 2010 verankert, dass die **Übertragungsnetzbetreiber** auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes zur Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität sicher zu stellen haben und unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Übertragungsnetze zu betreiben, zu warten und

⁷⁹ Vgl. § 4 Z 4 EIWOG 2010.

⁸⁰ *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 4 Rz. 14.

⁸¹ So auch *Storr*, Investitionsverpflichtung, in: *Storr*, Energiewirtschaft, 78.

⁸² Ebenda.

⁸³ *OV*, Verbote des Infrastruktur-Frühlings, *Oesterreichs Energie* 1/2011, 4 (6).

auszubauen haben. Durch eine entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes soll der Übertragungsnetzbetreiber einen Beitrag zur Versorgungssicherheit⁸⁴ leisten.⁸⁵ Im Gegensatz zum alten EIWOG⁸⁶, wo es vorwiegend um die optimale Erhaltung und Ausnutzung der bestehenden Netze ging, wurde damit eine vergleichsweise „harte“, möglicherweise auch eine unmittelbar durchsetzbare Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzausbau eingeführt.⁸⁷

Zu klären ist in diesem Zusammenhang insbesondere, was unter einer „angemessenen Nachfrage“ und unter „wirtschaftlichen Bedingungen“ zu verstehen ist, da beide Begriffe gesetzlich nicht definiert sind. Die Bezugnahme auf eine „angemessene“ Nachfrage ist weniger als Auftrag zur staatlich-planwirtschaftlichen Bewertung gesellschaftlicher Konsuminteressen, sondern umgekehrt nur als gesetzliche Anerkennung jener Einschränkung zu verstehen, dass der Übertragungsnetzbetreiber nicht jegliche Nachfrage befriedigen muss. In dieser negativen Funktion liegt die eigentliche Bedeutung dieses Gesetzeskriteriums. Weil es aber überhaupt nicht angeht, dass Übertragungsnetzbetreiber über „gute“ und „schlechte“ Nachfrage nach Übertragungsleistungen entscheiden sollen (zumal das Gesetz ja auch keine diesbezüglichen Abgrenzungskriterien bekannt gibt), liegt es nahe, dass die Übertragungsnetzbetreiber zwar prinzipiell jede gesamtgesellschaftlich gewünschte Übertragungsleistung bereitzustellen haben, jedoch nur im Rahmen des voraussehbaren Umfangs. Darin dürfte die eigentliche Bedeutung des Gesetzeskriteriums der „angemessenen“ Nachfrage liegen, nämlich dass die Übertragungsnetzbetreiber nur verpflichtet werden können, voraussehbare Nachfrageentwicklungen zu bedienen (was angesichts der technikimmanenten Zeitverzögerung zwischen Planung und Realisierung von Übertragungsleitungsprojekten nicht gering zu schätzen ist). Es bedarf somit einer Bedarfsprognose und einer Ausbauplanung. Bei der Bedarfsprognose sind u.a. die Höhe des Energiebedarfs und dessen regionale Verteilung sowie die Einspeisung durch dezentrale Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen.⁸⁸ Bedarfsgerecht ist der Netzausbau dann, wenn

⁸⁴ Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit versteht man nach § 2 Z 79 Oö. EIWOG 2006 die Fähigkeit eines Gesamtsystems von Kraftwerken und Netzen, Endverbrauchern elektrische Energie physikalisch mit definierter Zuverlässigkeit und Qualität nachhaltig zur Verfügung zu stellen.

⁸⁵ § 40 Abs. 1 Z 8 EIWOG 2010.

⁸⁶ Vgl. § 23 Z 1, 7, 8, 11 des Bundesgesetzes, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – EIWOG), BGBl. I 1998/143 i.d.F. BGBl. I 2008/112.

⁸⁷ Vgl. *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 23 Rz. 14.

⁸⁸ *Stötzl*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rz. 35; ausführlich dazu ebenfalls *Rauch*, Ausbauverpflichtung, IR 2008, 218 ff.

der Netzbetreiber grundsätzlich in der Lage ist, die Nachfrage aller Netzbenutzer (Erzeuger, Händler, Letztverbraucher) langfristig zu erfüllen.⁸⁹ Vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit und des erheblichen Ausbaus der Energieerzeugung aus fluktuierenden Quellen ist eine Beschränkung des Netzbetriebs lediglich auf den aktuell bereits bestehenden Bedarf nicht ausreichend.⁹⁰ Sind die Netzbetreiber mit den bestehenden Netzen langfristig nicht in der Lage, den zu erwartenden Bedarf decken zu können und zeichnet sich dadurch eine Netzüberlastung ab, müssen sie neue Netzkapazitäten im Wege des Netzausbaus schaffen. Die Verpflichtung rechtfertigt sich vor allem aus der Monopolstellung der Netzbetreiber. Allerdings steht diese Verpflichtung aufgrund der hohen Investitionen unter dem Vorbehalt der Wirtschaftlichkeit. Ein Netzausbau wäre zum einen dann für den Netzbetreiber wirtschaftlich unzumutbar, wenn die Bedarfsprognose ergibt, dass es für den ihnen abverlangten Ausbau gar keinen Bedarf gibt, da es sowohl an einspeisenden als auch an ausspeisenden Kunden fehlt.⁹¹ Zum anderen liegt eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit dann vor, wenn der Netzbetreiber die Kosten für den Netzausbau auch langfristig nicht über die Netzentgelte der Netzbenutzer amortisiert bekäme. Es bedarf also einer angemessenen Gegenleistung für die getätigten Investitionen. Neben der Kostendeckung ist dem Netzbetreiber jedoch auch noch eine angemessene Verzinsung auf das eingesetzte Kapital zuzugestehen, um das zur Finanzierung der Investitionen in den Netzausbau erforderliche Eigen- und Fremdkapital zu beschaffen.⁹² Die Regelung zielt folglich auf die Vermeidung von technisch und gesamtwirtschaftlich nicht erforderlichen Netzerweiterungen ab.

Eine sichere Energieversorgung setzt ein hohes Maß an qualitativ hochwertiger Leistungskapazität voraus. Die Anforderungen an den Netzbetrieb, die -wartung und den -ausbau sollen daher gewährleisten, dass es beim Auftreten von Störungen nicht zu einem Zusammenbruch der Versorgungssicherheit kommt.⁹³ Dennoch kann ein überobligatorischer und unwirtschaftlicher Netzausbau, der die Inanspruchnahme der Infrastrukturdienstleistungen auch für die Netzbenutzer unverhältnismäßig verteuern würde⁹⁴, vom

⁸⁹ *Theobald*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht*, Band 1, § 11 Rz. 24; *Kühling/Pisal*, *Investitionspflichten*, ZNER 2011, 13 (14).

⁹⁰ Vgl. *Büdenbender*, *EnWG*, § 4 Rz. 20; *Stötzel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, *EnWG*, § 11 Rz. 33.

⁹¹ *Salje*, *Energiewirtschaftsgesetz*, § 11 Rz. 23.

⁹² *Stötzel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, *EnWG*, § 17 Rz. 19.

⁹³ Ebenda, § 11 Rz. 2.

⁹⁴ Ziel des § 4 Z 1 EIWOG 2010 ist es, der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstige Elektrizität zur Verfügung zu stellen.

Netzbetreiber nicht verlangt werden, zumal die Netze keine rein öffentlichen Güter sind, sondern auch im Privateigentum der Netzbetreiber stehen.⁹⁵

Im Zusammenhang mit dem Netzausbau legt die Grundsatzbestimmung des § 37 EIWOG 2010 auch die Rahmenbedingungen für den jährlich vom Übertragungsnetzbetreiber zu erstellenden Netzentwicklungsplan dar. Der Netzentwicklungsplan ist der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen.⁹⁶ Eine Verkürzung der Genehmigungsverfahren i.S.v. Art. 16 Abs. 1 EE-RL 2009 zum Zwecke der Beschleunigung des Netzausbaus ist derzeit jedoch nicht vorgesehen.

Hinsichtlich der Pflicht des **Verteilernetzbetreibers** ist auf die grundsätzliche Bestimmung des § 45 EIWOG 2010 zu verweisen. An § 45 EIWOG 2010 fällt auf, dass er keine vergleichbare ausdrückliche Netzausbauverpflichtung wie § 40 (Abs. 1 Z 7) leg. cit. enthält. Ob die Legaldefinition des § 7 Z 76 EIWOG 2010 dafür einen hinreichenden Ausgleich bietet, ist fraglich. Dort heißt es zwar, dass ein Verteilernetzbetreiber eine Person ist, die „verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet“, doch ist an dieser Bestimmung schon grundlegend zu kritisieren, dass eine Legaldefinition (!) wohl nicht der angemessene Ort zur Auferlegung von Rechtspflichten ist. Der mögliche Einwand hingegen, dass die Netzausbauverpflichtung nicht hinreichend konkretisiert wäre, greift nicht, handelt es sich doch sowohl bei § 7 als auch bei § 45 EIWOG 2010 um Grundsatzbestimmungen⁹⁷, die sich nicht an den legalitätsrechtlichen Anforderungen des Art. 18 Abs. 1 B-VG⁹⁸ messen lassen müssen, sondern lediglich Vorgaben für die Landes-Ausführungsgesetzgeber machen. Im hier in Rede stehenden Zusammenhang ist des weiteren § 45 Z 22 EIWOG 2010 bemerkenswert, wonach die Verteilernetzbetreiber bei ihrer Netzausbauplanung auch Energieeffizienzmaßnahmen, Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentrale Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen haben, „durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte“. In dieser Bestimmung kommt ein tragender Gedanke, der auch dem Konzept der Smart Grids zugrunde liegt, zum Ausdruck, nämlich der Gedanke, dass simple (aber teure) Netzausbauten durch intelligente

⁹⁵ So auch *Angenendt/Boesche/Franz*, Smart Grids, RdE 2011, 117 (121); *Säcker*, Netzausbau- und Kooperationsverpflichtungen, RdE 2009, 305 (307).

⁹⁶ § 38 EIWOG 2010. Ausführlich dazu: *Storr*, Investitionsverpflichtung, in: *Storr*, Energiewirtschaft, 81 ff.

⁹⁷ Art. 12 Abs. 1 Z 5 B-VG.

⁹⁸ Bundes-Verfassungsgesetz (B-VG), BGBl. 1930/1 (VV) i.d.g.F.

Alternativen wie Energieeffizienzmaßnahmen oder Nachfragesteuerungsmaßnahmen ersetzt werden können. Ob dies auch für „dezentrale Erzeugungsanlagen“ zutrifft, wie der Gesetzestext insinuiert, sei dahingestellt, weil es gerade auch die Tendenz zur Dezentralisierung sein kann, die zur Verstärkung und zum Ausbau dezentraler, ehemals eher extensiv genutzter Spannungsebenen des Netzes zwingen könnte. Wie die Energieeffizienzmaßnahmen bzw. Nachfragesteuerungsmaßnahmen im Detail funktionieren könnten, lässt der Gesetzgeber – der diese Begriffe übrigens auch nur aus der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie übernimmt – offen, insbesondere auch die Frage, **wer** solche Maßnahmen ergreifen muss, kann oder darf, was erklärt, dass der Bundesgrundsatzgesetzgeber vorsichtshalber auch nur von einer Pflicht zur „Berücksichtigung“ spricht.

Wie bereits erwähnt, handelt es sich bei den Rechtsvorschriften des § 40 und des § 45 EIWOG 2010 ohnehin nur um grundsatzgesetzliche Bestimmungen, sodass im Folgenden noch die landesgesetzlichen Vorschriften auf – unmittelbar anwendbare und sohin die Netzbetreiber unmittelbar verpflichtende – Netzausbaupflichten hin zu untersuchen sind.

3. Regelung des Netzausbaus in den Landesgesetzen

Für die **Übertragungsnetzbetreiber** ist normiert, dass sie unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Netze zu betreiben, zu warten und auszubauen haben.⁹⁹ Es zeigt sich also, dass die Landesausführungsgesetze – wie sie das auch sonst in aller Regel zu tun pflegen – die bundesgrundsatzgesetzlichen Vorschriften hinsichtlich der Netzausbaupflicht der Übertragungsnetzbetreiber bloß wörtlich übernehmen, ohne sie weiter zu konkretisieren.

Ähnliches gilt für die **Verteilernetzbetreiber**: Für die Verteilernetzbetreiber in Kärnten, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Tirol und Wien wird die Pflicht, wie im EIWOG 2010 auch, nur indirekt normiert, indem geregelt ist, dass bei der Planung des Verteilernetzausbaus gewisse Faktoren zu berücksichtigen sind.¹⁰⁰ Die Verteilernetzbetreiber im Burgenland und in Niederösterreich sind jedoch hingegen verpflichtet, die von ihnen

⁹⁹ Z.B. § 41 Abs. 1 Z 2 NÖ EIWG-Novelle 2012; § 29 Abs. 1 Z 7 Oö. EIWOG 2006; § 32 Abs. 1 Z 7 Stmk. EIWOG 2005; § 40 Abs. 1 lit. g TEG 2012, § 29 Abs. 1 lit. h Vorarlberger EIWG.

¹⁰⁰ § 43 lit. v Kärntner EIWOG 2011; § 40 Z 19 Oö. EIWOG 2006; § 19 Abs. 1 Z 22 Salzburger LEG 1999; § 29 Z 22 Stmk. EIWOG 2005, § 50 Abs. 1 lit. v TEG 2012; § 38 Abs. 1 Z 23 WEIWG 2005.

betriebenen Netze bedarfsgerecht auszubauen, um auf lange Sicht die Fähigkeit der Verteilernetze sicherzustellen, die voraussehbare Nachfrage nach Verteilung zu befriedigen.¹⁰¹ Vergleichbares gilt auch für die Verteilernetzbetreiber aus Vorarlberg.¹⁰²

Wie schon betreffend der Übertragungsnetzbetreiber konstatiert, konkretisieren die (vorliegenden) Landesausführungsgesetze auch hinsichtlich der Verteilernetzbetreiber die Frage der Netzausbauverpflichtung nicht ernsthaft, wobei immerhin manche Landesgesetzgeber die Ausbauverpflichtung an sich außer Streit stellen (nämlich Burgenland, Niederösterreich und Vorarlberg), während die übrigen Landesgesetze sogar diese Frage offen lassen. Man könnte nun rechtsdogmatisch feinsinnig untersuchen, ob dieser Determinierungsstandard den Anforderungen des Art. 18 Abs. 1 B-VG entspricht.¹⁰³ Doch wäre damit im gegenständlichen Zusammenhang kein weiterer Erkenntnisgewinn verbunden. Vielmehr soll das Augenmerk auf eine andere Überlegung gelenkt werden, nämlich die Frage, ob eine – selbst präzise formulierte – Netzausbauverpflichtung tatsächlich durchsetzbar wäre. Man muss diese Frage nicht in aller Tiefe behandeln, um zu erkennen, dass sich allfälligen Versuchen zur Durchsetzung einer Netzausbaupflicht gegen den Willen eines widerstrebenden Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibers erhebliche rechtliche und tatsächliche Schwierigkeiten entgegen stellen. So sei nur etwa darauf hingewiesen, dass schon fraglich ist, welche Vollstreckungsmethoden hier zur Anwendung kommen sollten. Im Prinzip müsste eine Netzausbaumaßnahme wohl als vertretbare Handlung im Sinne des § 4 Abs. 1 VVG¹⁰⁴ qualifiziert werden. Doch wie sollte durch Ersatzvornahme¹⁰⁵ vollstreckt werden? Sollte eine Bezirksverwaltungsbehörde elektrotechnische und elektrizitätswirtschaftliche Planungen, Bodenuntersuchungen etc. anstellen, für welche Elektrizitätsunternehmen ganze Technikerstäbe beschäftigen? Würde sich für eine Ersatzvornahme im Wege der Beiziehung eines anderen Elektrizitätsunternehmens (das über entsprechend qualifiziertes Personal verfügt) jemand (ein Elektrizitätsunternehmen) finden, dass zu Lasten eines anderen Elektrizitätsunternehmens mit der Behörde kooperieren würde (die Rechtsordnung [das VVG] ermächtigen die Behörde ja nicht zur zwangsweisen Beiziehung von Unternehmen im Dienste der vollstreckungsrechtlichen Ersatzvornahme, weshalb die Behörden auf privatautonom-freiwillige Kooperation verwiesen

¹⁰¹ § 32 Abs. 1 Z 2 Bgld. EIWG 2006; § 38 Abs. 1 Z 2 NÖ EIWG-Novelle 2012.

¹⁰² § 34 Abs. 1 lit. a Vorarlberger EIWG.

¹⁰³ Womit – nebenbei bemerkt – wohl die gleichermaßen determinierten bundesgrundsatzgesetzlichen Bestimmungen überdeterminiert sein müssten.

¹⁰⁴ Verwaltungsvollstreckungsgesetz 1991 (VVG), BGBl. 1991/53 i.d.F. BGBl. I 2012/50.

¹⁰⁵ § 4 VVG.

sind). Schon diese Überlegungen legen nahe, dass allein bereits die Komplexität der Aufgabenstellung und der damit verbunden (zahllosen) Rechtsfragen jedenfalls sicher erscheinen lassen, dass der hoheitliche Netzausbauzwang jedenfalls keine kurzfristige Lösung für den Bedarf an Stromleitungskapazität bietet, sondern vielmehr Potenzial für weitere jahrelange Verzögerungen. Diese Überlegungen lassen auch wieder die Vorgangsweise der Gesetzgeber (Bundesgrundsatzgesetzgeber, Landesausführungsgesetzgeber), welche die Ausbauverpflichtungen reichlich im abstrakten Halt formulieren, in einem anderen Licht erscheinen: Wo die Verpflichtung de facto ohnehin nicht durchsetzbar ist, kann man de facto auch auf eine detaillierte Ausgestaltung der Verpflichtung gerne verzichten. Die gesetzlich vorgesehenen Netzausbaupflichten erweisen sich in diesem Lichte daher eher als Ausweise gesetzgeberischer Präferenzen, als Appelle an die betroffenen Elektrizitätsunternehmen, von denen sich der Gesetzgeber aber bewusst ist, dass er sie im Konfliktfalle jedenfalls nicht direkt durchsetzen kann. Diese Einsicht ist aber weiters auch nicht so dramatisch, wie sie vielleicht auf den ersten Blick erscheinen mag. Denn erstens wird ein rational agierender Netzbetreiber ohnehin seinen Ausbaupflichten nachkommen und damit den Stromleitungsbedarf befriedigen, wenn und solange sich damit betriebswirtschaftliches Gewinnpotenzial darstellen lässt (dies hat jedoch wiederum der Staat mit seiner Systemnutzungstarifizierungspolitik ohnehin direkt in der Hand), zweitens hat der Staat andere Instrumente und Mittel, die er auf indirektem Weg als Motivationshilfen für widerstrebende Elektrizitätsunternehmen (Netzbetreiber) einsetzen kann, wie etwa (abermals) seine Gestaltungsmöglichkeiten im Rahmen der Systemnutzungstarifizierung; einmal ganz abgesehen davon, dass erhebliche Teile der Elektrizitätsnetzbetreiber ohnehin nach wie vor zumindest teilweise im staatlichen Eigentum stehen, sodass es meistens ohnehin der Staat ist, der über den Netzausbau entscheidet. Wenn der Elektrizitätsrechtsgesetzgeber daher die genannten Vorschriften über den Netzausbau tendenziell im Ungefähren belassen hat, dann könnte dies vor dem Hintergrund der zuletzt angedeuteten Eigentumsverhältnisse auch noch eine Maßnahme des Selbstschutzes vor Schadenersatzforderungen sein. Die gesetzwidrige Unterlassung des Netzausbaues könnte ja prinzipiell Schadenersatzpflichten begründen. Das Risiko solcher Schadenersatzanforderungen wird jedoch umso geringer, je eher sich die Determinanten der Netzausbaupflichtung im Unklaren, im Ungefähren und vor allem im Nichtjustiziablen verlieren.

II. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge

Vor dem Hintergrund der Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs auch bei verstärkter Einbindung regenerativer Energien gibt Art. 16 Abs. 1 EE-RL 2009 den Mitgliedstaaten auf, das Elektrizitätssystem auch mit intelligenten Netzen und Speicheranlagen auszubauen, da die Netzbetreiber die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen gewährleisten müssen. Die EitRL 2009 schränkt den Netzausbau in der Weise ein, dass dieser für den Netzbetreiber auch wirtschaftlich zumutbar sein muss. Sodann bestimmt die Grundsatzbestimmung des § 40 Abs. 1 Z 7 EIWOG 2010, dass die Übertragungsnetzbetreiber auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes zur Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität sicher zu stellen haben und unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Übertragungsnetze zu betreiben, zu warten und auszubauen haben. Dafür müssen die Übertragungsnetzbetreiber zuvor eine Bedarfsprognose und eine Ausbauplanung erstellen. Trotz des Ziels der Steigerung der Elektrizität aus erneuerbaren Energien muss dem Netzbetreiber der Netzausbau jedoch auch wirtschaftlich zumutbar sein, was dann der Fall ist, wenn er die Kosten für den Netzausbau über die Netznutzungsentgelte der Netzbenutzer amortisiert bekommt. Für die Verteilernetzbetreiber ergibt sich hingegen – mit Ausnahme der Landesausführungsgesetze Burgenland, Niederösterreich und Vorarlberg – keine ausdrückliche gesetzliche Pflicht zum Netzausbau.

„Dass Leitungskapazitäten zunächst und in erster Linie der Sicherung der Versorgung der Allgemeinheit dienen, sollte nicht in Nebensätzen anklingen, sondern oberstes energierechtliches Prinzip sein.“¹⁰⁶ Daran ändert auch die Tatsache nichts, dass die Netzbetreiber teilweise in staatlichem Eigentum stehen. Bei der Planung des Netzausbaus müssen die Netzbetreiber Überkapazitäten einplanen, um auch künftig Netzbenutzer anschließen zu können.¹⁰⁷ Dies resultiert auch aus § 6 ÖSG 2012¹⁰⁸, wonach jede Ökostromanlage das Recht hat, an das Netz angeschlossen zu werden. Allerdings muss beim Ausbau der Netze trotz Netzanschlusspflicht auch berücksichtigt werden, dass es ökonomisch, ökologisch und politisch nicht in jedem Fall vertretbar ist, die Netze derart zu konzipieren, dass jede der angeschlossenen Anlagen jederzeit 100 % ihrer Erzeugung ins

¹⁰⁶ *Raschauer*, Versorgungssicherheit, in: Hauer, Aktuelle Fragen 2007, 153.

¹⁰⁷ *Lugmaier/Brunner*, Leitfaden, 15.

¹⁰⁸ Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), BGBl. I 2011/75.

Netz einspeisen kann und keine Netzengpässe entstehen. Sinnvoller wäre es, neben einer effektiven Netznutzung, einen gesetzlichen Rahmen zu schaffen, wonach nur die Einspeisung von bis zu 95 % der Erzeugung garantiert wird, um den Netzausbau erheblich reduzieren zu können. Die eingesparten Kosten könnten dann volkswirtschaftlich sinnvoller z.B. in intelligente Technik investiert werden. Es muss erreicht werden, dass der Netzausbau nicht exorbitant wächst, sondern durch begleitende Maßnahmen in einem effektiven Rahmen gehalten wird.¹⁰⁹

Zudem müssen die Genehmigungsverfahren für Netzinfrastrukturen verkürzt¹¹⁰ und vereinfacht und die Bürger früher in die Planungen einbezogen werden, um die Akzeptanz und das Vertrauen in Smart Grids und den damit verbundenen Netzausbau zu erhöhen. Daher bedarf es zum einen der Schaffung gesetzlicher Regelungen, die es ermöglichen, dass Netzausbauprojekte schneller umgesetzt werden und zum anderen verlässlicher Rahmenbedingungen, die den Netzbetreibern die Investitionsbedingungen erleichtern. Fehlen derartige gesetzliche Regelungen, werden die bestehenden Netze nicht mehr lange mit dem massiven Zuwachs an erneuerbaren Energien mithalten können, was wiederum die Versorgungssicherheit gefährdet. Mit jedem Jahr verzögerten Netzausbaus und steigender Lastflüsse steigt nämlich das Risiko, kritische Situationen nicht mehr beherrschen zu können und das Risiko von Blackouts.¹¹¹

¹⁰⁹ Vgl. in diesem Zusammenhang zum Grundsatz der gesamtwirtschaftlichen Kostenminimierung das Urteil des LG Itzehoe vom 23.12.2005, Az. 2 O 254/05.

¹¹⁰ Art. 16 Abs. 1 EE-RL 2009.

¹¹¹ *Austrian Power Grid AG, APG-Masterplan 2020*, 11.

Kapitel 5: Optionen zur Reduktion der Netzausbaulast

Ein Problem der Einbindung dezentraler alternativer Erzeugungsanlagen liegt in den mangelnden und/oder veralteten Leitungskapazitäten, wenn Einspeisespitzen und „Abnahmetäler“ (z.B. an einem windigen und sonnigen Sonntag) aufeinandertreffen. Daher müssen auch Optionen rechtlich untersucht werden, die geeignet sein könnten, den zuvor dargestellten teuren Netzausbau zumindest teilweise zu erübrigen und damit in einem wirtschaftlich vertretbaren Rahmen zu halten. Dies kann neben der Einbeziehung von Speichertechnologien durch ein Einspeisemanagement oder ein nachfrageseitiges Lastmanagement geschehen.

Vorab ist die Frage zu klären, welchen Marktteilnehmern oder sonstigen Stellen Verantwortung für diverse Eingriffs- und Steuerungsmaßnahmen im Interesse der Stabilisierung intelligenter Elektrizitätsnetze übertragen werden soll. Da diese Frage um die Zuordnung von Steuerungs- und Entscheidungspouvoir keineswegs (im System des EIWOG) behördlich-hoheitliche Entscheidungsaufgaben betrifft, geht es nicht um eine Frage der Behördenorganisation, sondern vielmehr um eine Frage der optimalen Aufgabenbalance zwischen den vorhandenen Marktteilnehmern und um die Frage, ob eventuell künftig weitere Marktteilnehmer mit spezifischen Marktsteuerungsfunktionen geschaffen werden sollen. Freilich kann man auch diese Frage nicht pauschal mit allen, unter dem Begriff der „Smart Grids“ diskutierten Überlegungen und Lösungsansätzen über einen Kamm scheren. Wenn es etwa um die Frage von flexiblen Strompreisen (im engeren Sinn), die im Wege von Marktsignalen Anreize an die Endverbraucher aussenden sollen, geht, dann ist diese Frage – weil sie bloß auf eine marktkonforme Selbstregulierung des Marktes abzielt – in dieser Hinsicht eigentlich nicht problematisch. Die zentrale Frage ist die, welche Stelle über eine fremdgesteuerte Einspeise- oder Nachfragesteuerung disponieren soll. Teilweise gibt ohnehin bereits das geltende Gesetzesrecht klare und systemkonforme Regeln, im Besonderen dann, wenn den Regelzonenführern die Aufgabe zum Engpassmanagement und in diesem Zusammenhang insbesondere auch zur Steuerung von Kraftwerken¹¹² gibt. Für eine nachfrageseitige Steuerung gibt hingegen das Gesetz keine klaren Antworten (weil die nachfrageseitige Steuerung – Demand Side Management – bislang in breitem Maß ja

¹¹² Siehe im Extrem § 23 Abs. 9 EIWOG 2010.

nicht existierte).¹¹³ Auch die rechtswissenschaftliche Perspektive kann hier keine Empfehlungen abgeben, welche Institution diese Aufgabe optimaler Weise wahrnehmen soll, sondern kann lediglich die rechtlichen Rahmenbedingungen, die bei dieser Zuordnung zu beachten sind, aufzeigen. Diese Rahmenbedingungen sind vor allem entflechtungsrechtlicher und diskriminierungsrechtlicher Natur. Unter Beachtung dieser rechtlichen Rahmen ist die Frage, wer etwa eine durch vertragliche Vereinbarungen privatautonom begründete Demand-Side-Steuerungsaufgabe übernimmt, vielmehr eine Frage wirtschaftlicher und technischer Zweckmäßigkeit.

Da der Netzbetreiber über die entsprechende Technik verfügt, wird im Rahmen dieser Studie davon ausgegangen, dass der Netzbetreiber die Steuerung und Regelung im Rahmen eines Smart Grids übernimmt.

I. Einschränkung des Netzanschlusses / des Netzzugangs

Fraglich ist zunächst, ob es den Netzbetreibern möglich ist, den einspeisewilligen Ökostromanlagenbetreibern den Netzanschluss bzw. den Netzzugang zu verweigern. Wie bereits dargelegt, sieht Art. 16 Abs. 2 lit. b EE-RL 2009 einen vorrangigen oder garantierten Netzzugang für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen vor. Der Vorgang des Netzanschlusses ist hingegen nicht geregelt.

1. Netzanschluss

Unter dem Vorgang des Netzanschlusses¹¹⁴ versteht man nach § 7 Abs. 1 Z 48 EIWOG 2010 die physische Verbindung der Anlage eines Kunden oder Erzeugers von elektrischer Energie mit dem Netzsystem. Der Anschluss der Anlagen an das Netz allein ermöglicht zwar noch nicht die Einspeisung von Energie ins Netz, stellt jedoch die zwingende Voraussetzung für den folgenden Netzzugang dar. Dieser wiederum gibt dem Einspeiser das Recht, das Elektrizitätsnetz zum Zwecke der Einspeisung (bzw. auch zur Entnahme) zu nutzen.

¹¹³ Was auch mit der Zahl der Akteure zusammenhängt: Während beim einspeiseseitigen Engpassmanagement (zumindest in herkömmlichen System) eine überschaubare Zahl von Erzeugern zu administrieren ist/war, geht die Zahl der Nachfrager, wenn man auch die privaten Haushalte einbeziehen will (wie dies manche Smart Grid-Konzepte tun), in die Millionen.

¹¹⁴ Der Netzanschluss wird oftmals auch als Netzzutritt bezeichnet, was allerdings nicht mit dem sich anschließenden Netzzugang verwechselt werden darf. Auch wenn im Netzzugangsvertrag (§ 7 Z 55 EIWOG 2010) sowohl der Netzanschluss als auch die Inanspruchnahme des Netzes geregelt werden soll, handelt es sich dabei um zwei verschiedene Vorgänge.

Nach der Grundsatzbestimmung des § 45 Z 2 EIWOG 2010 haben die Ausführungsgesetze die Betreiber von Verteilernetzen zu verpflichten, Allgemeine Bedingungen zu veröffentlichen und zu diesen Bedingungen mit Endverbrauchern und Erzeugern privatrechtliche Verträge über den Anschluss abzuschließen.¹¹⁵ Es besteht damit eine allgemeine Anschlusspflicht. Bei dieser allgemeinen Anschlusspflicht ist jedoch keine Privilegierung von Ökostromanlagen vorgesehen. Die Netzbetreiber sind lediglich zu einer diskriminierungsfreien Behandlung sämtlicher Anschlusspetenten verpflichtet, wie sich aus § 45 Z 20 EIWOG 2010 ergibt.

Diese Anschlusspflicht entfällt aufgrund landesgesetzlicher Bestimmungen ausnahmsweise dann, soweit der Anschluss dem Verteilernetzbetreiber unter Beachtung der Interessen der Gesamtheit der Netzbenutzer im Einzelfall technisch oder wirtschaftlich¹¹⁶ bzw. technisch und wirtschaftlich¹¹⁷ bzw. wirtschaftlich¹¹⁸ nicht zumutbar ist. Der potentielle Einwand der Unzumutbarkeit wird damit begründet, dass die Anschlusspflicht des Netzbetreibers einen Eingriff in seine verfassungsrechtlich gewährleistete Vertragsfreiheit darstellt, sodass sie unter dem Vorbehalt der technischen Möglichkeit und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit steht, um dem verfassungsrechtlichen Grundsatz der Verhältnismäßigkeit gerecht zu werden.¹¹⁹ Dennoch besteht zwischen der allgemeinen Anschlusspflicht und der Verweigerung des Netzanschlusses ein Regel-Ausnahme-Verhältnis.

Technische Unzumutbarkeit liegt z.B. dann vor, wenn aufgrund eines mangelhaften technischen Netzzustands bis zur Reparatur des Fehlers die Durchführung des Netzanschlusses eine nachweisbare Gefährdung der Betriebssicherheit des Netzes zur Folge hätte.¹²⁰ Allerdings handelt es sich bei diesem Verweigerungsgrund nicht um einen dauerhaften, sondern nur um einen vorübergehenden Einwand, da der Netzbetreiber verpflichtet ist, derartige Mängel zu beheben.

¹¹⁵ Z.B. § 34 Abs. 1 Bgld. EIWG 2006; § 40 Z 2 Oö. EIWOG 2006; § 50 Abs. 1 lit. e TEG 2012; § 33 Abs. 1 S. 1 Vorarlberger EIWG.

¹¹⁶ § 34 Abs. 2 Z 1 Bgld. EIWG 2006; § 40 Abs. 2 Z 1 NÖ EIWG-Novelle 2012.

¹¹⁷ § 30 Abs. 1 Z 1 Strmk. EIWOG 2005.

¹¹⁸ § 45 Abs. 2 lit. a Kärntner EIWOG 2011; § 38 Abs. 2 Z 1 Oö. EIWOG 2006; § 22 lit. a Salzburger LEG 1999; § 51 Abs. 1 lit. a TEG 2012; § 33 Abs. 2 lit. a Vorarlberger EIWG; § 40 Abs. 2 Z 1 WEIWG 2005.

¹¹⁹ Dazu u.a. *Schulte-Beckhausen/Ungemach*, Wirtschaftliche Unzumutbarkeit, in: Baur et al. (Hrsg.), Festschrift, 372; *Sieberg*, in: Bartsch/Röhling/Salje/Scholz, Stromwirtschaft, 727 Rz. 4.

¹²⁰ *Hartmann*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 1, § 17 Rz. 129.

Bei dem Einwand der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit geht es um das objektive Verhältnis von Aufwand und Nutzen bezogen auf den jeweiligen Netzanschluss, nicht hingegen um die subjektive wirtschaftliche Lage des Netzbetreibers.¹²¹ Es bedarf dabei einer Gesamtabwägung sämtlicher relevanter Belange im Einzelfall, ohne dass der Netzbetreiber sein Gesamtkonzept aus den Augen verliert. In diese Abwägung müssen auch die Interessen der anderen Netzbenutzer miteinbezogen werden, sodass nicht allein die Interessen des Netzbetreibers und des Anschlusspetenten maßgeblich sind. Gegenüberzustellen sind also die Interessen des Netzbetreibers und die des jeweiligen Anschlusspetenten unter Berücksichtigung des öffentlichen Interesses. Es bedarf so gesehen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung. Außerökonomische Gründe können aber an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden. Beim Netzbetreiber sind die Kosten für die Herstellung des Netzanschlusses und die damit verbundenen Aufwendungen zu berücksichtigen. So sind dem Netzbetreiber die Kosten für Netzbetrieb, Netzausbau und Netzanschluss nur dann wirtschaftlich zumutbar, wenn er dafür auch eine angemessene Gegenleistung erhält.¹²² Unzumutbar ist für ihn somit all das, was er nicht im Rahmen der Anreizregulierung über die individuellen Netzentgelte dieses Netzbenutzers refinanziert bekommt. Mittels der Abwägung soll also ein Gleichgewicht von Leistung und Gegenleistung der beiden Parteien hergestellt werden. Die öffentlichen Interessen sind einerseits die kostengünstige Versorgung mit Elektrizität.¹²³ Diese Zielbestimmung kann dann unterlaufen werden, wenn der Netzbetreiber gehalten wäre, im großen Stil seine Netze auszubauen, um jeden einzelnen Anschlusspetenten anschließen zu können und die damit verbundenen Kosten auf die anderen Netzbenutzer umzulegen. Jedoch soll andererseits auch die Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen unterstützt und deren Zugang zum Netz gewährleistet werden.¹²⁴ Während früher noch die Preisgünstigkeit der Versorgung im Fokus stand, ist es mittlerweile die Versorgungssicherheit. Schließlich darf bei der Abwägung nicht vergessen werden, dass der Anschlusspetent grundsätzlich einen Anspruch auf Netzanschluss hat und der Einwand der Unzumutbarkeit nur als ultima ratio durchgreift, der nicht durch weitreichende Ausnahmen ausgedehnt werden soll. Immerhin hat der Anschlusspetent auch einen Anspruch auf den sich anschließenden Netzzugang. Auch wenn sich die Netzentgelte der anderen Netzbenutzer durch den für den Anschluss der Ökostromanlagen erforderlichen Netzausbau erhöhen, so kann sich der Netzbetreiber nicht dauerhaft mit dem Einwand der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit seiner Verpflichtung zum Netzausbau entziehen.

¹²¹ *Raschauer*, Handbuch, 74.

¹²² Ausführlich dazu: *Hartmann*, in: *Danner/Theobald*, Energierecht, Band 1, § 17 Rz. 132 ff.

¹²³ § 4 Z 1 EIWOG 2010.

¹²⁴ § 4 Z 5 EIWOG 2010.

Nun ist jedoch zu berücksichtigen, dass sich der Netzanschluss der vielen kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen nicht nach dem EIWOG 2010 richtet, sondern nach dem spezielleren ÖSG 2012, das am 01.07.2012 in Kraft getreten ist. Nach dem unmittelbar anwendbaren § 6 Abs. 1 ÖSG 2012, als *lex specialis* zu § 45 Z 2 EIWOG 2010, hat jede Anlage, also jede Stromerzeugungsanlage, die zumindest teilweise aus erneuerbaren Energieträgern Ökostrom erzeugt und als Ökostromanlage, Mischfeuerungsanlage oder Hybridanlage anerkannt ist¹²⁵, das Recht, an das Netz jenes Netzbetreibers angeschlossen zu werden, innerhalb dessen Konzessionsgebiet sich die Anlage befindet. Handelt es sich um eine Ökostromerzeugungsanlage, erfolgt die Anerkennung mittels Bescheid des zuständigen Landeshauptmanns, sofern die Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieträger betrieben wird.¹²⁶ Im Gegensatz zum EIWOG 2010 i.V.m. den Landesausführungsgesetzen sieht das ÖSG 2012 keine Netzanschlussverweigerungsmöglichkeit für den Netzbetreiber vor. Damit werden unionsrechtliche Vorgaben umgesetzt und das Ziel vorangetrieben, möglichst viel Strom aus erneuerbaren Energiequellen ins Stromnetz einzuspeisen.¹²⁷ So setzt Art. 16 Abs. 2 lit. b EE-RL 2009 voraus, dass die Netzbetreiber entweder einen vorrangigen oder einen garantierten Netzzugang für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen vorsehen. Da der Vorgang des Netzzugangs dem Netzanschluss folgt, sind die Netzbetreiber logischerweise auch zu diesem verpflichtet. Im Wege der Bevorzugung der erneuerbaren Energien sollen nach manchen politischen Absichten die konventionellen Kraftwerke schrittweise vom Markt zurückgedrängt und es soll die Importabhängigkeit verringert werden. Um bei diesem garantierten Netzanschluss und Netzzugang der Ökostromanlagen auch weiterhin die Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzes zu gewährleisten, müssen geeignete Schritte ergriffen werden, um die gesamte Netzinfrastruktur, intelligente Netze, Speicheranlagen und das Elektrizitätssystem auszubauen.¹²⁸ Aufgrund der gesetzlichen Vorgaben und dem dahinterstehenden unionsrechtlichen Willen hat der Netzbetreiber sämtliche Maßnahmen zu ergreifen, um den Ökostromanlagenbetreibern grundsätzlich den Netzanschluss zu ermöglichen. Das bedeutet, dass das Recht zum Netzanschluss nach § 6 ÖSG 2012 den Netzbetreiber verpflichtet, die Netzkapazität derart zu optimieren bzw. zu erweitern, dass er den Netzanschluss auch vornehmen kann. Freilich ist zu bedenken, dass dies im Fall der Erforderlichkeit des Netzausbaus aufgrund der Genehmigungs- und Durchführungsverfahren oft Jahre in Anspruch nimmt. Der Netzbetreiber muss jedoch mit der Herrichtung des Netzes

¹²⁵ § 5 Abs. 1 Z 5 ÖSG 2012.

¹²⁶ § 7 Abs. 1 Z 1 ÖSG 2012.

¹²⁷ § 4 Z 5 EIWOG 2010; § 4 Abs. 1 Z 1 ÖSG 2012.

¹²⁸ Vgl. Art. 16 Abs. 1 S. 1 EE-RL 2009.

erst mit Geltendmachung des Anspruchs beginnen und er muss sein Netz nicht wahllos „auf Vorrat“ überallhin ausbauen.

Es ist somit festzustellen, dass der Netzanschluss von Ökostromanlagen aufgrund der aktuellen Rechtslage und unter Berücksichtigung der Ziele der EE-RL 2009 nicht aus dem Grund der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit verweigert werden darf.

Durch die verbesserten Rahmenbedingungen und entsprechende Anreize für Ökostromerzeugungsanlagen durch das ÖSG 2012 kann es zu einer erheblichen Zuwachs von Anträgen auf Netzanschluss kommen. Es bedürfte allerdings einer Änderung des Unionsrechts, um den unlimitierten Netzanschluss von Ökostromanlagen einzudämmen und der bestehenden bzw. der geplanten Netzinfrastruktur anzupassen.

2. Netzzugang

Zu untersuchen ist, ob im Rahmen des Netzzugangs¹²⁹ andere Optionen bestehen, um einen unwirtschaftlichen Netzausbau zu vermeiden.

Nach der Grundsatzbestimmung des § 15 EIWOG 2010 sind die Netzbetreiber durch die Ausführungsgesetze¹³⁰ zu verpflichten, Netzzugangsberechtigten den Netzzugang zu den genehmigten Allgemeinen Bedingungen und bestimmten Systemnutzungsentgelten zu gewähren. Aufgrund des Wortlauts, („sind ... zu verpflichten“) steht den Ländern bei der Umsetzung dieser Vorgabe kein Ermessen zu. Dies stimmt auch mit der Zielbestimmung des § 4 Z 5 EIWOG 2010 überein, die Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu unterstützen und diesen den Zugang zum Elektrizitätsnetz zu gewährleisten. Die Pflicht zur Gewährung des Netzzugangs trifft alle Netzbetreiber, also sowohl die **Übertragungsnetzbetreiber** als auch die **Verteilernetzbetreiber**.

¹²⁹ Das Konstrukt des Netzzugangs stellt das Kernstück der Strommarktliberalisierung dar, da die Netzbetreiber damit verpflichtet wurden, ihre Netze auch Wettbewerbern gegen Entgelt zur Mitbenutzung zur Verfügung zu stellen. Indem die Netzbetreiber verpflichtet wurden, ihre Netze auch für die Nutzung durch Dritte zu öffnen, wurden zum einen ihre natürlichen Monopole durchbrochen und zum anderen die Kunden in die Lage versetzt, ihren Stromlieferanten frei zu wählen. Ausführlich zum Netzzugang u.a.: *Arndt*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 20 Rz. 7 ff.; *Hartmann*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 1, § 20 Rz. 16 ff.; *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 15 Rz. 1 ff.; *Raschauer*, Handbuch, 82 ff.; *Theobald/Zenke/Dessau*, in: Schneider/Theobald, Energiewirtschaft, § 15 Rz. 74 ff.

¹³⁰ Z.B. § 30 Abs. 1 NÖ EIWG-Novelle 2012; § 24 Oö. EIWOG 2006; § 20 Abs. 1 Stmk. EIWOG 2005; § 35 Abs. 1 TEG 2012; § 20 Abs. 1 Vorarlberger EIWG.

Netzzugangsberechtigte sind dabei Endverbraucher und Erzeuger¹³¹. Unter dem Netzzugang versteht man sodann die tatsächliche Nutzung des Netzsystems¹³² zum Zwecke der Einspeisung oder Entnahme von Strom aus dem öffentlichen Netz. Der zunächst erfolgte Netzanschluss wäre also für den Netzbenutzer wertlos, wenn ihm der anschließende Netzzugang versagt würde, da es dem Anschlusspetenten einer (dezentralen) Erzeugungsanlage hauptsächlich um die Einspeisung ins Netz geht.

Allerdings besteht aufgrund der Grundsatzbestimmung des § 21 Abs. 1 Z 1 EIWOG 2010 bei außergewöhnlichen Netzzuständen (bei Störfällen) für den Netzbetreiber ausnahmsweise die Möglichkeit, den Anspruch auf Netzzugang zu verweigern, also die Netzbenutzung (Belieferung bzw. Einspeisung) nicht zu ermöglichen. Unter einem Störfall versteht man einen Zustand, in dem sich eine Gefährdung bereits realisiert hat. Eine Gefährdung wiederum liegt dann vor, wenn örtliche Ausfälle des Netzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Netzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann.¹³³ Der Netzbetreiber ist somit in diesen Fällen berechtigt, den begehrten Netzzugang so lange zu verweigern, bis er das Netz repariert hat, sodass dieses aufgrund der technischen Voraussetzungen wieder in der Lage ist, weiteren Erzeugern die Einspeisung ins Netz zu ermöglichen. Es handelt sich somit lediglich um einen vorübergehenden Verweigerungsgrund, dessen Geltendmachung der Netzbetreiber gegenüber dem Netzzugangsberechtigten zu begründen hat.

Darüber hinaus ist der Anspruch auf Netzzugang durch die Kapazitäten im Netz begrenzt. Somit kommt nach der Grundsatzbestimmung des § 21 Abs. 1 Z 2 EIWOG 2010¹³⁴, die auf der Vorgabe des Art. 32 Abs. 2 EitRL 2009 beruht, bei mangelnden Netzkapazitäten (sog. Engpässen) möglicherweise ein Netzzugangsverweigerungsgrund in Betracht, den der Netzbetreiber ebenfalls gegenüber dem Netzzugangspetenten zu begründen und zu beweisen hat. Physikalisch entstehen Netzengpässe durch das Zusammenspiel von Ein- und Ausspeisung.¹³⁵ Stehen dem Netzbetreiber somit keine ausreichenden Netzkapazitäten für die Einspeisung des Netzzugangspetenten zur Verfügung, ist ihm die Gewährung des

¹³¹ Vgl. die Legaldefinition in § 7 Abs. 1 Z 54 EIWOG 2010.

¹³² Vgl. § 7 Abs. 1 Z 53 EIWOG 2010.

¹³³ Vgl. § 13 Abs. 3 EnWG.

¹³⁴ Z.B. § 27 Abs. 1 lit. b Kärntner EIWOG 2011; § 32 Abs. 1 Z 2 NÖ EIWG-Novelle 2012; § 29 Abs. 1 Z 2 Salzburger LEG 1999; § 38 Abs. 1 lit. b TEG 2012.

¹³⁵ *Hartmann*, in: *Danner/Theobald, Energierecht*, Band 1, § 17 Rz. 127; *de Wyl/Thole*, in: *Schneider/Theobald, Energiewirtschaft*, § 16 Rz. 167.

Netzzugangs nicht möglich. Bei dem Einwand des Kapazitätsmangels ist zwischen physischen/technischen und rechtlichen/vertraglichen Engpässen zu unterscheiden.¹³⁶

Bei den physischen/technischen Netzengpässen handelt es sich entweder um Situationen, in denen eine Verbindungsleitung zwischen zwei Netzen wegen unzureichender Kapazität dieser Leitung und/oder der beiden Netze, die diese Leitung verbindet, nicht alle Stromflüsse bewältigen kann, die von den Marktteilnehmern (Stromlieferanten, Endverbrauchern) angestrebt werden¹³⁷. In diesen Fällen sind die bestehenden Kapazitätsrechte anteilig zu reduzieren. Aber selbst bei intakten Netzen können z.B. bei starkem Wind und der damit verbundenen großen Windenergieeinspeisung Engpässe entstehen, die das Netz bei Schwachlastzeiten nicht mehr bewältigen kann.¹³⁸ Da die Versorgungssicherheit vorrangig ist, ist in solchen Fällen ebenfalls die Unterbindung der Einspeisung möglich.¹³⁹ Im Zusammenhang mit dem technischen Netzengpass stellt sich gleichsam die Frage nach der Verpflichtung der Netzbetreiber zum Netzausbau. Nach Art. 32 Abs. 2 S. 4 EitRL 2009 hat der Netzbetreiber nämlich bei der Verweigerung des Netzzugangs aussagekräftige Informationen darüber bereit zu stellen, welche Maßnahmen zur Verstärkung des Netzes erforderlich wären.

Rechtliche/Vertragliche Engpässe liegen bereits dann vor, wenn die verfügbaren Kapazitäten vertraglich gebunden sind, sodass keine weitere feste Kapazität vergeben werden kann, ohne die Erfüllung bestehender Verträge zu gefährden.¹⁴⁰ Das bedeutet, dass sämtliche Kapazitäten „ausreserviert“ sind.¹⁴¹ Solche Reservierungsvereinbarungen zwischen dem Netzbetreiber und dem Netzzugangsberechtigten (sog. vertikale Vereinbarungen) haben eine wettbewerbsbeschränkende Wirkung, wenn die gesamte oder zumindest ein Großteil der Leitungskapazität reserviert wird bzw. wenn langfristige Reservierungsvereinbarungen bei mangelnden Ausweichrouten bestehen, da dies Dritte vom Netzzugang zu dieser Leitung und damit auch vom Wettbewerb fernhält.¹⁴²

¹³⁶ Ausführlich dazu: *Arndt*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 20 Rz. 202 ff.

¹³⁷ *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 19 Rz. 2.

¹³⁸ Ausführlich dazu: *Hartmann*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 1, § 20 Rz. 188; *Raschauer*, Handbuch, 90.

¹³⁹ *Hartmann*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 1, § 20 Rz. 188.

¹⁴⁰ *Arndt*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 20 Rz. 203.

¹⁴¹ *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 20 Rz. 4.

¹⁴² VwGH 07.09.2004, 2003/05/0094; *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 20 Rz. 8.

Aufgrund der Grundsatzbestimmungen in §§ 40 Abs. 1 Z 11 und 45 Z 12 EIWOG 2010 sind jedoch im Interesse der Versorgungssicherheit die Netzbetreiber verpflichtet, Engpässe in ihrem Netz zu ermitteln und entsprechende Handlungen vorzunehmen, um diese zu vermeiden. Durch die möglichst zügige Beseitigung entstandener Engpässe sollen die Netzbetreiber in der Lage sein, die maximale Kapazität des Netzes zur Verfügung zu stellen, ohne ihre Netzzugangspflichtung aufgrund mangelnder Kapazität unterlaufen zu können. Zudem folgt aus § 21 Abs. 1 Z 2 i.V.m. § 4 Z 5 EIWOG 2010 und den Grundsätzen der EE-RL 2009, dass die Verweigerung des Netzzugangs durch den Netzbetreiber die Ausnahme, also ultima ratio ist, während die Gewährung des Netzzugangs die Regel darstellt.

Lassen sich jedoch trotz aller Maßnahmen Kapazitätsengpässe im Netz nicht vermeiden, ist zu überlegen, wie die knappe Ressource der Leistungskapazitäten auf die nachfragenden Zugangspetenten zu verteilen ist. Reichen also die vorhandenen Kapazitäten nicht aus, um allen Anträgen auf Nutzung des Systems gerecht zu werden, regelt die Grundsatzbestimmung des § 20 EIWOG 2010, dass die Ausführungsgesetze vorzusehen haben, dass – unbeschadet der Verpflichtung zur Einhaltung der Bestimmungen der Verordnung 2009/714/EG sowie der auf Basis dieser Verordnung erlassenen Leitlinien – Transporte zur Belieferung von Kunden mit elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern und KWK-Anlagen Vorrang haben. Damit wird eine Rangfolge festgelegt, nach der die Kapazitäten in einem Kapazitätsallokationsverfahren (sog. Engpassmanagement) vergeben werden. Es werden somit im Sinne eines absoluten Ökostrom-Vorrangs zuerst die Kapazitäten an Ökostromanlagen vergeben und die restlichen sodann an andere Stromlieferungen.¹⁴³ Dies erfolgt zumeist in Auktionen. Diese Vorgehensweise betrifft jedoch nur die Regelzonenführer¹⁴⁴, also die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Übertragungsnetzen bei regelzonenüberschreitenden Stromlieferungen, zumal davon ausgegangen wird, dass Verbindungsleitungen innerhalb der Regelzonen im Gegensatz zu den Grenzkuppelstellen kapazitätsmäßig derart ausgebaut sind, dass Engpässe derzeit praktisch nicht vorkommen.¹⁴⁵

Kapazitätsengpässe behindern sämtliche Netzzugangspetenten in gleicher Weise und berechtigen den Netzbetreiber grds. nicht, den Netzzugang zu verweigern. Im Gegensatz zur kompletten Verweigerung des Netzzugangs stellt es ein milderer Mittel dar, wenn z.B. der

¹⁴³ *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 20 Rz. 6.

¹⁴⁴ Sonstige Marktregeln, Version 4.0, Kapitel 3, Punkt 2.3.1.1.

¹⁴⁵ *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 19 Rz. 1.

Einspeiser während der Netznutzung seine Einspeisung in kritischen Situationen zeitweise reduziert. Dennoch hat der Netzbetreiber sämtliche Handlungen (z.B. Netzausbau) vorzunehmen, damit derartige Engpässe möglichst nicht auftreten und er somit die Netzzugangsbegehren erfüllen kann. Bei der Verteilung der verbleibenden Kapazitäten hat der Übertragungsnetzbetreiber bei regelzonenüberschreitenden Lieferungen Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern und KWK-Anlagen Vorrang einzuräumen, während er bei Lieferungen innerhalb der Regelzone genauso wie der Verteilernetzbetreiber lediglich zu einer diskriminierungsfreien Behandlung gehalten ist (so kann er z.B. die verbleibende Netzkapazität nach der zeitlichen Reihenfolge des Eingangs der Netzzugangsansfragen vergeben¹⁴⁶). Allerdings verstößt der Vorrang des Ökostroms im Engpassmanagementverfahren auch bei innerstaatlichen Lieferungen nicht gegen das Diskriminierungsverbot.¹⁴⁷ Erst wenn gar keine Kapazitäten im Netz mehr verfügbar sind und eine drohende Kapazitätsüberlastung nicht durch ein diskriminierungsfreies Engpassmanagement verhindert werden kann, kann der Netzbetreiber den Netzzugang und damit die Einspeisung verweigern.

Da der Anlagenbetreiber einen gesetzlich garantierten Anspruch darauf hat, dass ihm der Netzbetreiber Zugang zu seinem Netz gewährt, sind die Netzzugangsverweigerungsgründe restriktiv auszulegen. Eine dauerhafte Verweigerung der Netznutzung ist somit nur als ultima ratio vorstellbar und ist deshalb auch vom Netzbetreiber fundiert zu begründen.

Das ÖSG 2012 normiert den Netzzugang hingegen nicht. Allerdings regelt das ÖSG 2012 die Förderung der Elektrizitätserzeuger, deren Erzeugungsanlage vom zuständigen Landeshauptmann als Ökostromanlage anerkannt worden ist. Voraussetzung dafür ist z.B., dass diese Erzeugungsanlage ausschließlich auf Basis erneuerbarer Energieträger betrieben wird.¹⁴⁸ Aufgrund von § 12 Abs. 1 ÖSG 2012 ist die Ökostromabwicklungsstelle sodann verpflichtet, nach Maßgabe der zur Verfügung stehenden Fördermittel für Ökostromanlagen, durch Abschluss von Verträgen über die Abnahme und Vergütung von Ökostrom zu den gem. § 39 ÖSG 2012 durch die E-Control genehmigten allgemeinen Bedingungen den ihr angebotenen Ökostrom zu den durch Verordnung gem. § 19 ÖSG 2012 bestimmten Einspeisetarifen und für die gem. § 16 ÖSG 2012 festgelegte Dauer zu kontrahieren. Die Kontrahierungspflicht bezieht sich auf die in § 12 Abs. 1 Z 1 und Z 2 ÖSG 2012 aufgezählten

¹⁴⁶ Horstmann, Netzzugang, 66.

¹⁴⁷ So auch Oberndorfer, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 19 Rz. 6.

¹⁴⁸ § 7 Abs. 1 Z 1 ÖSG 2012.

Erzeugungsanlagen¹⁴⁹ und nur unter der Voraussetzung, dass der durch die jeweilige Anlage in das öffentliche Netz eingespeiste Ökostrom über mindestens 12 Kalendermonate an die Ökostromabwicklungsstelle abgegeben wird. Die Kontrahierungspflicht ist schließlich begrenzt durch die Höhe der zur Verfügung stehenden Fördermittel.¹⁵⁰ Für Anlagen, für die ein Antrag auf Vertragsabschluss gestellt wurde, besteht die Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle nur insoweit, wie das jährlich zur Verfügung stehende Unterstützungsvolumen nicht überschritten wird.¹⁵¹ Nach § 23 Abs. 2 ÖSG 2012 beträgt das zusätzliche Unterstützungsvolumen für neue Ökostromanlagen 50 Millionen Euro jährlich. Dieser Betrag reduziert sich innerhalb der ersten zehn Jahre nach Inkrafttreten um 1 Millionen Euro pro Kalenderjahr. Die Dauer der Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle beläuft sich nach § 16 Abs. 1 ÖSG 2012 für Ökostromanlagen auf Basis fester und flüssiger Biomasse oder Biogas auf 15 Jahre und für alle anderen Ökostromtechnologien auf 13 Jahre. Es besteht somit zunächst ein zivilrechtlicher Kontrahierungszwang der Ökostromabwicklungsstelle, sofern die betreffende Anlage zuvor als Ökostromanlage mittels Bescheid durch den zuständigen Landeshauptmann anerkannt wurde. Diese Kontrahierungspflicht findet jedoch ihre Grenze in den zur Verfügung stehenden Fördermitteln. So kann die Ökostromabwicklungsstelle den Vertragsschluss, also die Kontrahierung im Sinne der gesetzlichen Bestimmungen und folglich auch die Abnahme und Vergütung verweigern, wenn die Fördermittel nicht in ausreichendem Maß zur Verfügung stehen.¹⁵² Daraus ist zu schließen, dass keine absolute Kontrahierungspflicht besteht.¹⁵³

Hinsichtlich des Vorgangs des Netzzugangs ist festzuhalten, dass dieser die notwendige Voraussetzung für die Abnahme des Ökostroms darstellt. Die Abnahmepflicht der Ökostromabwicklungsstelle setzt somit – auf tatsächlicher Ebene – den durch den Netzbetreiber gewährten Netzzugang des Ökostromanlagenbetreibers voraus, regelt ihn aber nicht.

Dennoch ergibt sich insgesamt, dass vor dem Hintergrund des in Art. 16 Abs. 2 lit. b EE-RL 2009 geforderten vorrangigen oder garantierten Netzzugangs für Elektrizität aus

¹⁴⁹ Darunter fallen vor allem Ökostromanlagen auf Basis von Windkraft, Photovoltaik, Biogas und Kleinwasserkraft.

¹⁵⁰ § 14 Abs. 3 S. 1 ÖSG 2012.

¹⁵¹ § 14 Abs. 3 S. 2 ÖSG 2012.

¹⁵² *Rabl/Hauenschild*, Ökostromrecht, § 10, 73; *Raschauer*, Handbuch, 108.

¹⁵³ *Rabl/Hauenschild*, Ökostromrecht, § 10, 73.

erneuerbaren Energiequellen auch die Verweigerung des Netzzugangs keine Option darstellt, die Netzausbaulast zu reduzieren bzw. in einem vertretbaren Rahmen zu halten.

Die Verweigerung des Netzzugangs stellt – gerade vor der unionsrechtlich geforderten Steigerung der Energie aus erneuerbaren Quellen – keine geeignete Maßnahme dar, den Netzausbau zu reduzieren bzw. in einem vertretbaren Rahmen zu halten.

3. Die Voraussetzungen für die Einspeisung und Vergütung in Österreich

Da die Verbraucher zunehmend mehr dezentrale Erzeugungsanlagen installieren (z.B. PV-Anlagen auf dem Dach) und so zu „Prosumern“ werden, ist fraglich, ob sie als Erzeuger und ihre Anlagen elektrizitäts- oder gewerberechtliche Voraussetzungen erfüllen müssen, bevor sie ihren Strom ins Netz einspeisen dürfen.¹⁵⁴

Ein **Erzeuger** ist nach § 7 Abs. 1 Z 17 EIWOG 2010 eine Person, die Elektrizität erzeugt. Das EIWOG 2010 enthält jedoch für die Tätigkeit der gewinnorientierten Erzeugung i.S.d. § 7 Z 11 EIWOG 2010 keine berufsrechtlichen Regelungen. Die Erzeuger unterliegen auch aufgrund der Landesgesetze grds. keiner Anzeige-, Bewilligungs- oder Konzessionspflicht.¹⁵⁵ Darüber hinaus nimmt die Gewerbeordnung¹⁵⁶ in § 2 Abs. 1 Z 20 den Betrieb von Elektrizitätsunternehmen ausdrücklich aus ihrem Anwendungsbereich heraus, sodass auch diesbezügliche Nachweise nicht erbracht werden müssen und eine gewerberechtliche Genehmigung nicht erforderlich ist. Allerdings legt die Grundsatzbestimmung des § 66 Abs. 1 EIWOG 2010 den Erzeugern Pflichten auf, die sie zu erfüllen haben. So müssen sich diese z.B. einer Bilanzgruppe anschließen¹⁵⁷ und bei Verwendung eigener Zählereinrichtungen und Einrichtungen für die Datenübertragung die technischen Vorgaben der Netzbetreiber einhalten.¹⁵⁸

Hinsichtlich der **Anlagen** sieht Art. 7 Abs. 1 EitRL 2009 vor, dass beim Bau neuer Erzeugungsanlagen ein Genehmigungsverfahren nach transparenten und

¹⁵⁴ Detailliert für sämtliche Erzeugungsanlagen und hinsichtlich aller Landesausführungsgesetze: *Eisenberger/Steineder*, Bewilligungsvoraussetzungen, 29 ff.

¹⁵⁵ Ausführlich dazu: *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 39 Rz. 4; *Hauer*, Elektrizitätserzeuger und Stromhändler, in: *Energieinstitut an der JKU Linz*, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, 157 ff.

¹⁵⁶ Gewerbeordnung 1994 (GewO 1994), BGBl. 1994/194 i.d.F. BGBl. 2012/50.

¹⁵⁷ Wird die Erzeugungsanlage als Ökostromerzeugungsanlage anerkannt, ist es u.a. notwendige Voraussetzung, dass sich der Betreiber der Ökobilanzgruppe der jeweiligen Regelzone anschließt.

¹⁵⁸ A.A. *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 39 Rz. 2.

nichtdiskriminierenden Kriterien¹⁵⁹ durchzuführen ist. Allerdings gelten für kleine dezentrale und/oder an das Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlagen besondere Genehmigungsverfahren, die der Größe und möglichen Auswirkungen dieser Anlagen Rechnung tragen. In Umsetzung dieser Vorgaben bestimmt § 12 Abs. 1 EIWOG 2010, dass die Ausführungsgesetze jedenfalls die Errichtung und Inbetriebnahme von Erzeugungsanlagen auf Grundlage objektiver, transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien vorzusehen haben. Das Kriterium der Objektivität ist dann erfüllt, wenn die Anforderungen an der Sache, dem Objekt, und nicht an der Person des Anlageninhabers, dem Subjekt, festgemacht werden.¹⁶⁰ Das Transparenzgebot verlangt, dass die Rechtsanforderungen an diese Anlagen allgemein zugänglich (in kundgemachten Erlässen) und nachvollziehbar sind.¹⁶¹ Mit dem Diskriminierungsverbot schließlich soll verhindert werden, dass bestimmte Gruppen von Anlagen benachteiligt werden. Dezentrale Erzeugungsanlagen und Anlagen, die elektrische Energie aus erneuerbaren Energien gewinnen, können hingegen bis zu einer bestimmten Leistung einem vereinfachten Verfahren oder einer Anzeigepflicht unterzogen werden.¹⁶² Eine dezentrale Erzeugungsanlage ist nach § 7 Abs. 1 Z 7 EIWOG 2010 eine Erzeugungsanlage, die an ein öffentliches Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetz angeschlossen ist und somit Verbrauchernähe aufweist oder eine Erzeugungsanlage, die der Eigenversorgung dient. Unter einer erneuerbaren Energiequelle ist nach § 7 Abs. 1 Z 16 EIWOG 2010 eine erneuerbare, nichtfossile Energiequelle (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas) zu verstehen.

In entsprechender Umsetzung des § 12 Abs. 2 EIWOG 2010 sieht z.B. § 6 Abs. 1 Oö. EIWOG 2006 vor, dass die Errichtung, die wesentliche Änderung¹⁶³ und der Betrieb von Stromerzeugungsanlagen einer elektrizitätsrechtlichen Bewilligung der Landesregierung bedarf. Ausgenommen von dieser Bewilligungspflicht sind nach § 6 Abs. 2 Oö. EIWOG 2006 nunmehr u.a. Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen mit einer installierten Engpassleistung bis 50 kW und sonstige Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Engpassleistung bis zu 5 kW. Einem vereinfachten Verfahren hingegen unterfallen Wasserkraft- und

¹⁵⁹ Aspekte, denen bei der Festlegung dieser Kriterien Rechnung getragen werden muss, sind in Art. 7 Abs. 2 EitRL 2009 aufgelistet.

¹⁶⁰ *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 12 Rz. 3.

¹⁶¹ Ebenda.

¹⁶² § 12 Abs. 2 EIWOG 2010.

¹⁶³ Eine wesentliche Änderung liegt nach § 6 Abs. 5 Oö. EIWOG 2006 insb. dann vor, wenn sie geeignet ist, erhebliche Gefährdungen oder Belästigungen von Menschen oder Beeinträchtigungen der öffentlichen Interessen gem. § 12 Abs. 1 Z 1 Oö. EIWOG 2006 herbeizuführen.

Photovoltaikanlagen mit einer installierten Engpassleistung von 50 bis 200 kW.¹⁶⁴ Der Antrag auf Erteilung dieser Bewilligung ist nach § 7 Oö. EIWOG 2006 schriftlich einzubringen. Die elektrizitätsrechtliche Bewilligung wird sodann erteilt, wenn die Voraussetzungen des § 12 Oö. EIWOG 2006 von der Anlage erfüllt werden.

4. Zum Vergleich: Vorgehensweise in Deutschland hinsichtlich Netzanschluss und Netzausbau

Die deutschen Netzbetreiber trifft nach § 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2012¹⁶⁵ die Verpflichtung, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen¹⁶⁶ (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Hintergrund ist der, dass der Anlagenbetreiber nur mit den Anschlusskosten¹⁶⁷ belastet werden soll, die bei der kürzesten technisch und rechtlich möglichen Entfernung zwischen der Anlage und dem Netz auf ihn entfallen.¹⁶⁸

Mit dem Netzanschluss sind sämtliche Maßnahmen verbunden, die notwendig sind, um die Erzeugungsanlage an das Versorgungsnetz des Netzbetreibers anzubinden.¹⁶⁹ Unverzüglich bedeutet dabei ohne schuldhaftes Zögern.¹⁷⁰ Der Aspekt der Vorrangigkeit soll sicherstellen, dass Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, vor solchen Anlagen angeschlossen werden, die Strom aus konventionellen, also nuklearen und fossilen, Energieträgern gewinnen.¹⁷¹ Sie haben somit Priorität. Da nicht jeder Einspeisepunkt aufgrund der Leistungskapazität und der Leistungsverluste gleich gut geeignet ist, kann im Einzelfall die Entfernung zum geeigneten Einspeisepunkt auch größer als die kürzeste Entfernung zwischen dem Standort der Anlage und dem Netz sein.¹⁷² Die Pflicht des Netzbetreibers zum Netzanschluss besteht selbst dann, wenn die Abnahme des Stroms erst

¹⁶⁴ § 11 Abs. 1 Oö. EIWOG 2006.

¹⁶⁵ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Gesetz vom 17.08.2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist.

¹⁶⁶ Ausführlich zum gesamten Komplex des Netzanschlusses u.a.: *Fischer/Henning*, Stromabnahme, ZUR 2006, 225 ff.; *Oschmann*, Recht für Erneuerbare Energien, NJW 2009, 263 ff.

¹⁶⁷ Nach § 13 Abs. 1 EEG 2012 hat der Anlagenbetreiber die notwendigen Kosten für den Anschluss der Anlagen und die notwendigen Messeinrichtungen selbst zu tragen.

¹⁶⁸ So u.a. OLG Hamm, Urteil vom 28.11.2005, Az. 22 U 195/04.

¹⁶⁹ *Bönning*, in: Reshöft, EEG, § 5 Rz. 13.

¹⁷⁰ *Salje*, EEG 2012, § 5 Rz. 35.

¹⁷¹ *Bönning*, in: Reshöft, EEG, § 5 Rz. 16; *Altrock/Hermann*, Ausbau der Windenergie und Laufzeitverlängerung, ZNER 2010, 350 (351).

¹⁷² *Salje*, EEG 2012, § 5 Rz. 19.

durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 9 EEG 2012 möglich wird.¹⁷³ Um dies entscheiden und derartige Vorhaben planen zu können, müssen der Netzbetreiber und der Anlagenbetreiber alle erforderlichen Informationen austauschen. Soweit es ihm wirtschaftlich zumutbar ist, ist der Netzbetreiber sodann nach § 9 Abs. 1 EEG 2012 verpflichtet, sein Netz auf Verlangen des Einspeisewilligen unverzüglich entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien sicherzustellen, wenn das Netz bereits durch die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ausgelastet ist. Diese Pflicht trifft nicht nur den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage unmittelbar angeschlossen werden soll, sondern ggf. auch die Netzbetreiber der vorgelagerten Netzebenen mit einer Spannung bis einschließlich 110 KV.¹⁷⁴ Dieser Anspruch ist jederzeit auf Verlangen des Anlagenbetreibers zu erfüllen.

Da bisher keine gängige Definition für die Netzoptimierung gefunden wurde, wird von *Salje* vorgeschlagen, darunter die Maßnahmen zu fassen, die ohne Substanzeingriff in das System von Kabeln und Freileitungen eine bessere Auslastung des Netzes ermöglichen.¹⁷⁵ Unter einer Netzverstärkung versteht man den Austausch einzelner Leitungen durch den Netzbetreiber, die bisher als Engpassfaktoren den Netzausbau verhindert haben.¹⁷⁶ Der Netzausbau schließlich umfasst alle Maßnahmen der Berechnung, Planung, Ausschreibung und tatsächlichen Realisierung, die darauf gerichtet sind, die mangelnde Eignung des bestehenden Netzes für die Aufnahme von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zu beseitigen, also das bestehende Objekt auszudehnen bzw. zu erweitern.¹⁷⁷ Allerdings muss beachtet werden, dass, selbst wenn der Netzbetreiber unverzüglich mit dem Netzausbau beginnen möchte, dieses Vorhaben aufgrund von Genehmigungsverfahren und Baudurchführung, aber auch wegen mangelnder Akzeptanz in der Bevölkerung, oft mehrere Jahre in Anspruch nimmt.

Auch nach § 11 Abs. 1 EnWG sind sowohl Übertragungs- als auch Verteilernetzbetreiber u.a. verpflichtet, ihr Netz zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist. Dies resultiert zudem aus der neu formulierten Zielbestimmung des § 1 Abs. 1 EnWG, wonach die Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zunehmend

¹⁷³ § 5 Abs. 4 EEG 2012.

¹⁷⁴ § 9 Abs. 1 S. 2 EEG 2012.

¹⁷⁵ *Salje*, EEG 2012, § 9 Rz. 10.

¹⁷⁶ Ebenda, § 9 Rz. 13.

¹⁷⁷ Ebenda, § 5 Rz. 28 und § 9 Rz. 7; *Rauch*, Ausbaupflichtung, IR 2008, 218.

auf erneuerbaren Energien beruhen soll. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen zusätzlich jährlich noch einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan erstellen.¹⁷⁸

Der Gesetzgeber hat das Erfordernis des Netzausbaus vor allem bei den Höchst- und den Hochspannungsleitungen¹⁷⁹ erkannt und bereits im Jahr 2009 mittels des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG)¹⁸⁰ Beschleunigungsmaßnahmen ergriffen. Das EnLAG¹⁸¹ soll u.a. dazu beitragen, die Einbindung der Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen in die Übertragungsnetze, die Vermeidung von Engpässen im Übertragungsnetz und die Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der EU zu fördern. Dabei wird der Bedarf und die Notwendigkeit für 24 explizit genannte Leitungsbauvorhaben im Übertragungsnetz als vordringlich angesehen. Des Weiteren sieht das EnLAG vier Pilotprojekte vor, bei denen die Erdverkabelung getestet werden kann.

Die Beschleunigungsmaßen sollen ferner mit Hilfe des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG)¹⁸² verstärkt werden, auch wenn der Netzausbau in der Praxis nur schleppend voran geht. Das NABEG kommt bei der Errichtung oder Änderung von länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen, die in einem Bedarfsplan gekennzeichnet sind, zur Anwendung. Es zielt darauf ab, Genehmigungsverfahren zu beschleunigen und die gesellschaftliche Akzeptanz mittels einer ausgeprägten Öffentlichkeitsbeteiligung zu fördern. So soll u.a. eine bundesweite Vereinheitlichung der Verfahrensstandards und Genehmigungsverfahren die Verfahrensdauer auf fünf Jahre halbieren.¹⁸³

¹⁷⁸ §§ 12a ff. EnWG.

¹⁷⁹ Laut der dena-Netzstudie II sind bis zum Jahr 2020 3600 km neue Höchstspannungsleitungen erforderlich, um die erneuerbaren Energien ins Netz zu integrieren und die Versorgungssicherheit aufrecht zu halten. Bis zum Ende des Jahres 2010 waren jedoch gerade mal 90 km neue Trasse errichtet.

¹⁸⁰ Energieleitungsausbaugesetz vom 21.08.2009 (BGBl. I S. 2870), das durch Gesetz vom 07.03.2011 (BGBl. I S. 338) geändert worden ist.

¹⁸¹ Ausführlich dazu: *Hermes*, in: Schneider/Theobald, Energiewirtschaft, § 7 Rz. 44 ff.; *Lecheler*, Neue Rechtsvorschriften, RdE 2010, 41 ff.; *Schirmer*, Ausbau der Höchstspannungsnetze, DVBl. 2010, 1349 ff.

¹⁸² Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28.07.2011 (BGBl. I S. 1690).

¹⁸³ Ausführlich zum NABEG: *Clausen*, Beschleunigung, e/m/w 6/2011, 24 ff.; *Kment*, Verbote der Energiewende, RdE 2011, 341 ff.; *Moench/Ruttloff*, Netzausbau, NVwZ 2011, 1040 ff.; *Sellner/Fellenberg*, Atomausstieg und Energiewende, NVwZ 2011, 1025 (1030 ff.).

Unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit ist der Netzbetreiber im Fall des Netzausbaus verpflichtet, den Netzanschluss bis zu dem Zeitpunkt hinauszuschieben, bis das Netz in der Lage ist, diese Leistung aufzunehmen.¹⁸⁴

Die Pflicht zur Kapazitätserweiterung – also zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau – besteht jedoch nicht nur bei Neuanschlüssen, sondern auch, wenn Anlagen reaktiviert, erweitert oder in sonstiger Weise erneuert werden, zumal möglichst viele Anlagen Strom aus erneuerbaren Quellen in das Netz einspeisen sollen.¹⁸⁵ Verletzt der Netzbetreiber seine diesbezügliche Pflicht, löst dies einen Schadenersatzanspruch des Einspeisewilligen aus.¹⁸⁶ Lediglich bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit für den Netzbetreiber entfällt diese Pflicht.¹⁸⁷ Ein Netzausbau gilt dann als wirtschaftlich unzumutbar, wenn die gesamte Vergütungssumme für die Einspeisung dieser durch den Ausbau anzuschließenden Erzeugungsanlage die Kosten des Ausbaus nicht signifikant übersteigt oder der Anschluss an einer anderen Stelle des Netzes günstiger ist als die Kosten für den Netzausbau am nächstgelegenen Netzanschlusspunkt.¹⁸⁸ So kann eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit für den Netzbetreiber z.B. nahe liegen, wenn für Kleineinspeisungen das Netz für mehrere Millionen umgerüstet werden müsste und der Netzbetreiber diese Investitionen niemals über die Netzentgelte dieses Anlagenbetreibers refinanziert bekommen würde.¹⁸⁹ Das Berufen auf den Verweigerungsgrund der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit beinhaltet, dass damit auch der Netzanschluss nicht vorgenommen werden muss. Die wirtschaftliche Unzumutbarkeit stellt die Ausprägung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes dar.¹⁹⁰ Der Netzbetreiber muss die Unzumutbarkeit darlegen und beweisen.¹⁹¹

Ist die Erzeugungsanlage an das Netz angeschlossen, ist der Netzbetreiber – abgesehen von der Maßnahme des Einspeisemanagements nach § 11 EEG 2012 und der vertraglichen Vereinbarung zwischen dem Netzbetreiber und dem Anlagenbetreiber nach § 8 Abs. 3 EEG 2012 vom Abnahmevorrang zur besseren Integration der Anlage ins Netz abzuweichen – verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus erneuerbaren Quellen unverzüglich

¹⁸⁴ *Salje*, EEG 2012, § 5 Rz. 31.

¹⁸⁵ OLG München, Urteil vom 23.09.2003, Az. 15 U 1772/03, 14; *Schäfermeier*, in: Reshöft, EEG, § 9 Rz. 7.

¹⁸⁶ § 10 Abs. 1 EEG 2012.

¹⁸⁷ § 9 Abs. 3 EEG 2012.

¹⁸⁸ *Kühling/Pisal*, Investitionspflichten, ZNER 2011, 13 (15).

¹⁸⁹ Vgl. *Jarass/Obermair*, Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus, ZfE 29/2005, 3 (6).

¹⁹⁰ BT-Drucks. 14/2776, 22.

¹⁹¹ BT-Drucks. 16/8148, 48.

vorrangig abzunehmen¹⁹², zu übertragen und zu verteilen.¹⁹³ Für die Abnahme muss der Netzbetreiber den Strom aus erneuerbaren Quellen an der Anschlussstelle physikalisch abnehmen und für den Weitertransport sorgen.¹⁹⁴ Dafür hat er dem Übertragungsnetzbetreiber den angenommenen Strom anzubieten, den in der Folge die Verpflichtung zum Weitertransport über Höchst- und Hochspannungsnetze trifft. An dieser Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber ändert sich auch dann nichts, wenn der Strom nicht verbraucht werden kann, weil z.B. heftiger Wind in nachfrageschwacher Zeit weht. In diesem Fall muss er den Strom an andere Übertragungsnetzbetreiber oder über Grenzkuppelstellen an Übertragungsnetzbetreiber der Nachbarländer weiterleiten. Der Übertragungsnetzbetreiber stellt sodann den Strom den Netzbetreibern zur Verfügung, die Letztverbraucher beliefern.

Das Kriterium der Vorrangigkeit soll sicherstellen, dass sich der Netzbetreiber nicht darauf beruft, die Abnahme und Übertragung des Stroms aus erneuerbaren Quellen sei nicht möglich, da das Netz mit konventionell erzeugtem Strom ausgelastet sei. Strom aus erneuerbaren Energien genießt damit grundsätzlich bei sämtlichen Maßnahmen des Netzbetreibers Vorrang vor fossilen und nuklearen Energieträgern. Auf diese Weise sollen Wettbewerbsnachteile, denen der Ökostrom unterliegt, ausgeglichen werden.¹⁹⁵

Neben der Anschluss- und Gesamtabnahmepflicht trifft den Netzbetreiber schließlich nach § 16 Abs. 1 EEG 2012 auch eine gesetzliche Vergütungspflicht für den tatsächlich abgenommenen Strom, sofern dieser aus Anlagen stammt, die ausschließlich erneuerbare Energien einsetzen (sog. Ausschließlichkeitsprinzip). Es ist jedoch nicht untersagt, dass in einer Anlage unterschiedliche erneuerbare Energieträger eingesetzt werden.¹⁹⁶ Der Anlagenbetreiber ist zudem nicht gezwungen, den erzeugten Strom unverzüglich dem Netzbetreiber anzubieten, sondern er kann ihn auch zunächst zwischenspeichern.¹⁹⁷ Dadurch sollen Speichertechniken gefördert werden, sodass das Stromangebot künftig der Stromnachfrage besser angepasst werden kann.¹⁹⁸ Nach § 16 Abs. 3 EEG 2012 sind die Anlagenbetreiber bei Geltendmachung des Vergütungsanspruchs verpflichtet, den gesamten

¹⁹² Genauso wie im ÖSG 2012 ist der Netzzugang im EEG 2012 nicht geregelt, sondern nur die Abnahmeverpflichtung.

¹⁹³ § 8 Abs. 1 S. 1 EEG 2012.

¹⁹⁴ Ausführlich dazu: *Salje*, EEG 2012, § 8 Rz. 7 ff.

¹⁹⁵ *Altrock/Hermann*, Ausbau der Windenergie und Laufzeitverlängerung, ZNER 2010, 350 (351).

¹⁹⁶ BT-Drucks. 16/8148, 49.

¹⁹⁷ § 16 Abs. 2 EEG 2011.

¹⁹⁸ Dazu: *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*, Erfahrungsbericht 2007 zum EEG, 131 ff.

in dieser Anlage erzeugten Strom durch das Netz zu leiten und dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen (sog. Andienungszwang)¹⁹⁹. Als Ausnahmen werden nur der Eigen- und der Nachbarverbrauch anerkannt. Die Vergütungspflicht des Netzbetreibers beginnt ab dem Zeitpunkt, ab dem der Generator erstmals Strom ausschließlich aus erneuerbaren Quellen erzeugt und ins Netz eingespeist hat, § 21 Abs. 1 EEG 2012. Da gesetzlich nur Mindestpreise fixiert werden, können freiwillig auch höhere Vergütungssätze vereinbart werden.²⁰⁰

Das EEG 2012 verfolgt somit das Ziel, den Anteil von Strom aus regenerativen Quellen deutlich zu erhöhen. Daher hat der Gesetzgeber einen vorrangigen Netzanschluss und sodann eine vorrangige Abnahme und Vergütung des in diesen Anlagen erzeugten Stroms normiert.

Aufgrund der unlimitierten Förderung der erneuerbaren Energien und dem gesetzlich vorgegebenen Anschlusszwang, der unter Umständen den Netzausbau erforderlich macht, gibt es im Gegensatz zu Österreich, wo das Unterstützungsvolumen für neue Ökostromanlagen auf 50 Millionen Euro jährlich begrenzt ist, in Deutschland keine Limitierung für neue Ökostromerzeugungsanlagen.

5. Zwischenergebnis

Weder die Verweigerung des Netzanschlusses noch die Verweigerung des Netzzugangs stellen vor dem Hintergrund der Weiterentwicklung und Einbindung der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in das Elektrizitätsnetz geeignete Vorgehensweisen dar, um den Netzausbau zu reduzieren.

II. Einspeisemanagement

Auch wenn momentan keine nennenswerte Menge an Überschussproduktion in Österreich zu verzeichnen ist und Österreich somit auf Stromimporte angewiesen ist, stellt sich dennoch die Frage, wie künftig – nach erfolgter Steigerung der Leistung der Ökostromanlagen – das Verteilernetz zu Zeiten hoher Produktion aber geringer Nachfrage (z.B. an einem sonnigen und windigen Sonntag) stabil und versorgungssicher gehalten werden kann, wenn ein

¹⁹⁹ Salje, EEG 2012, § 16 Rz. 51.

²⁰⁰ Schneider, in: Schneider/Theobald, Energiewirtschaft, § 21 Rz. 73.

Netzbereich durch die Einspeisung von Ökostrom überlastet ist. Nach der Feststellung, dass es aufgrund der unionsrechtlichen Vorgaben für den Netzbetreiber langfristig nur schwer durchsetzbar sein wird (aber auch politisch nicht erwünscht ist), den Netzanschluss bzw. den Netzzugang für Ökostromanlagenbetreiber zu verweigern, drängt sich die Überlegung auf, ob er zumindest als gelinderes Mittel in Zeiten von Spitzenlasten einzelne oder mehrere Ökostromerzeugungsanlagen limitieren, also drosseln, oder ganz vom Netz nehmen kann, um vor allem die Spannung im Netz konstant zu halten und Schäden an elektrischen Geräten zu vermeiden. Auch unter wirtschaftlicher Betrachtung kann es ökonomischer sein, im Fall seltener Spitzenlasten derartige Einspeiser vom Netz zu nehmen, als das Netz auf Vorrat teuer auszubauen und so Kapazitäten vorrätig zu halten, die zu den meisten Zeiten ohnehin nicht nachgefragt werden. Ein Ansatz der intelligenten Stromnetze liegt also in der Überlegung, im Falle von Spitzenlasten im Wege zentraler Steuerung einzelne oder mehrere Einspeiser zu limitieren oder zeitweilig ganz vom Netz zu nehmen. Fraglich ist zunächst, ob das Elektrizitätsrecht eine Unterbrechung der Einspeisung von Ökostrom überhaupt zulässt. Wenn ja, ist in zweiter Linie zu untersuchen, in welcher Reihenfolge die Drosselung der Einspeiser im Vergleich zu konventionellen Anlagen und im Rahmen der Ökostromerzeugungsanlagen untereinander zu regeln ist.

1. Erneuerbare Energien-Richtlinie

In der EE-RL 2009 ist das Konstrukt des Einspeisemanagements nicht explizit vorgesehen. Jedoch ist es das Ziel der Richtlinie, die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen anhaltend zu steigern, ohne dabei die Zuverlässigkeit oder Sicherheit des Netzes zu beeinträchtigen.²⁰¹ Allerdings kann diese Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzes nicht zu jeder Zeit in vollem Umfang garantiert werden. In diesem Fall kann es nach dem Erwägungsgrund 61 Satz 2 der EE-RL 2009 angebracht sein, diesen Produzenten einen finanziellen Ausgleich zu gewähren. Wofür genau die Produzenten den Ausgleich erhalten sollen, lässt sich der Richtlinie nicht entnehmen. Es kann damit jedoch nur folgendes Prozedere gemeint sein: Um der Steigerung des Marktanteils an Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen gerecht zu werden, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass angemessene netz- und marktbezogene betriebliche Maßnahmen ergriffen werden, um Beschränkungen der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen möglichst gering zu halten.²⁰² Das bedeutet: Der Anteil der erneuerbaren Energien soll einerseits zunehmend gesteigert werden, was die Mitgliedstaaten durch einen vorrangigen oder garantierten Netzzugang für diese Erzeugungsanlagen gewährleisten sollen. Darüber

²⁰¹ Erwägungsgrund 61 der EE-RL 2009, so auch Art. 16 Abs. 2 EE-RL 2009.

²⁰² Vgl. Art. 16 Abs. 2 lit. c EE-RL 2009.

hinaus soll die Einspeisung dieser Elektrizität so weit wie möglich gewährleistet werden. In diesem Sinn stellt Art. 16 Abs. 2 EE-RL 2009 den „Netzzugang“ ausdrücklich unter den Vorbehalt²⁰³ „der zur Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes zu erfüllenden Anforderungen“. Dies bedeutet nichts anderes, als dass die nationalen Ausführungsgesetzgeber sowohl einen vorrangigen als auch einen garantierten Netzzugang hintanstellen dürfen (und wohl auch müssen), wenn ansonsten die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes gefährdet wäre.

Unter diesen Voraussetzungen können die Mitgliedstaaten einem vorrangigen oder garantierten Netzzugang für Ökostromerzeugungsanlagen vor dem Hintergrund eines sicheren Netzbetriebs leichter nachkommen, wenn sie den Netzbetreibern die Möglichkeit einräumen können, dass diese zu Zeiten hoher Produktion und geringer Nachfrage einzelne dieser Erzeugungsanlagen – möglicherweise gegen Zahlung einer Entschädigung – kurzfristig in ihrer Einspeiseleistung drosseln und gar ganz vom Netz nehmen. Mit dieser Maßnahme kann auch zu kritischen Zeiten das Netz stabil gehalten werden und der Netzbetreiber hat die Möglichkeit, vermehrt Ökostromanlagen an sein Netz anzuschließen und muss nicht für jede denkbare seltene Spitzenproduktion sein Netz langwierig und teuer ausbauen.

2. ÖSG 2012, EIWOG 2010 und Landesausführungsgesetze

Im ÖSG 2012 ist eine derartige Maßnahme, also die Reduzierung der Einspeiseleistung speziell von Ökostromerzeugungsanlagen zu gewissen Zeiten, nicht vorgesehen. Auch das EIWOG 2010 regelt dies so nicht, sondern sieht nur die Möglichkeit des Engpassmanagements vor. Maßnahmen des Engpassmanagements – das EIWOG 2010 definiert diesen Begriff freilich nicht, sondern setzt ihn als bekannt voraus – sind sowohl in § 23 leg cit. (Regelzonenführer) als auch in § 40 leg cit. (Übertragungsnetzbetreiber) vorgesehen.

Demnach besteht für die Übertragungsnetzbetreiber nach der Grundsatzbestimmung des § 40 Abs. 1 Z 11 EIWOG 2010 die Möglichkeit, Engpässe zu ermitteln und Maßnahmen zu setzen, um Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen sowie die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Ein Engpass im Netz besteht nach den TOR²⁰⁴ dann, wenn durch die

²⁰³ Arg.: „vorbehaltlich“.

²⁰⁴ TOR, Teil A, Version 1.8, 27.

vorhandenen oder prognostizierten Leistungsflüsse, Grenzwertüberschreitungen im elektrischen System oder von Betriebsmitteln oder Verletzungen des betrieblichen (n-1)-Kriteriums tatsächlich auftreten oder aufzutreten drohen und somit den Betrieb des elektrischen Systems gefährden. Engpässe können betrieblich kurzfristig aufgrund unvorhersehbarer Situationen wie Störungen, durch massive Änderungen der Erzeugung im Zuständigkeitsbereich eines Netzbetreibers oder durch Ringflüsse bzw. mittel- oder langfristig aufgrund von Revisionsarbeiten oder Reparaturarbeiten auftreten, wenn durch solche Umstände einzelne Betriebsmittel nicht mehr für Transportdienstleistungen verfügbar sind. Unter dem Engpassmanagement werden sodann alle Maßnahmen verstanden, die einerseits zur Behebung des aufgetretenen oder zur Abwendung eines absehbaren Engpasses beitragen. Sofern dafür Leistungen der Erzeuger (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung sowie Veränderung der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen) erforderlich sind, hat der Übertragungsnetzbetreiber dies dem Regelzonenführer zu melden. Aus dieser Bestimmung folgt jedenfalls, dass unter dem Titel des Engpassmanagements auch eine „Einschränkung der Erzeugung“ in Kraftwerken in Betracht kommt und vom Gesetzgeber bedacht worden ist. Freilich sind die „Betreiber von Übertragungsnetzen“ nicht als solche zu Verfügungen über die Kraftwerkserzeugung befugt, sondern müssen sich zu diesem Zweck an die Regelzonenführer wenden, die „erforderlichen Falls weitere Anordnungen zu treffen“ haben; nur die Regelzonenführer haben also die diesbezügliche *Pouvoir*. Das Engpassmanagement im Rahmen des § 40 Abs. 1 Z 11 EIWOG 2010 umfasst allerdings, im Gegensatz zu dem im Rahmen des Netzzugangs, nur das technische, nicht jedoch das rechtliche Engpassmanagement.

Nach § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 haben die Ausführungsgesetze die Regelzonenführer zu verpflichten, Engpässe in Übertragungsnetzen zu ermitteln, Maßnahmen zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung von Engpässen in Übertragungsnetzen durchzuführen und die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Sofern dies notwendig ist, schließen sie mit den Erzeugern Verträge, wonach diese zu Leistungen, also zur Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung bzw. zur Veränderung der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen gegen Ersatz der dadurch entstehenden wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, verpflichtet werden. Neu in die gesetzliche Vorgabe ist hinzugekommen, dass dabei Erzeugungsanlagen, in denen erneuerbare Energiequellen eingesetzt werden, der Vorrang einzuräumen ist. Dies ist allerdings regelmäßig unproblematisch, weil § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 ohnedies nur vertraglich vereinbarte Einschränkungen der Erzeugung zum Gegenstand hat. Im Grunde der hierfür erforderlichen privatautonomen Willenseinigung ist damit kein Eingriff in Rechtspositionen der Erzeuger erneuerbarer Energien verbunden. Anderes gilt hingegen für

§ 23 Abs. 9 EIWOG 2010. Nach dieser ausdrücklich als „Verfassungsbestimmung“ bezeichneten Norm sind auch „Anordnungen“ des Regelzonenführers im Dienste der Netzengpassbeseitigung im Übertragungsnetz vorgesehen, wenn eine (hinreichende) vertragliche Vereinbarung gem. § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 nicht vorliegt. Solche – augenscheinlich einseitigen – Anordnungen können sich gegen Erzeuger richten und unter anderem eine „Einschränkung der Erzeugung“ verlangen. Der Rechtscharakter dieser „Anordnungen“ – ob hoheitlich oder privatrechtlich – ist in der Literatur umstritten, muss aber nicht geklärt werden, weil diese Frage für Zwecke dieser Studie ohne Bedeutung ist. Im Grunde des Verfassungsranges des § 23 Abs. 9 EIWOG 2010 wäre sowohl eine privatrechtliche als auch eine hoheitsrechtliche Lesart verfassungskonform vorstellbar. Lege non distinguente können sich solche „Anordnungen“ auch gegen Ökostromerzeuger richten. Das bestätigt § 23 Abs. 9 vorletzter Satz EIWOG 2010, wonach „bei der Einspeisung von Elektrizität auf der Grundlage von erneuerbaren Energiequellen ein Vorrang einzuräumen ist“. Diese – etwas holprig formulierte Bestimmung – steht insofern im Einklang mit den Grundgedanken des Gesetzes, als die Stromerzeugung durch Ökostromanlagen nach Möglichkeit zuletzt einzuschränken ist, was aber nicht ausschließt, dass nach Notwendigkeit eben auch die Einschränkung der Stromerzeugung durch Ökostromanlagen zulässig ist (ansonsten wäre § 23 Abs. 9 vorletzter Satz EIWOG 2010 überflüssig). Die Ermächtigung des § 23 Abs. 9 EIWOG 2010 steht im Einklang mit Art. 16 Abs. 2 EE-RL 2009, da die letztgenannte Bestimmung – wie oben gezeigt – unter dem Vorbehalt der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes steht. Eine korrespondierende Bestimmung zur Anordnungsermächtigung des § 23 Abs. 9 EIWOG 2010 findet sich in § 66 Abs. 1 Z 7 EIWOG 2010, wonach die Erzeuger durch die Ausführungsgesetzgeber zu verpflichten sind, auf Anordnung der Regelzonenführer zur Netzengpassbeseitigung oder zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit unter anderem die Einschränkung der Erzeugung vorzunehmen.

Allerdings betreffen die zuletzt dargestellten Maßnahmen nur den Engpassfall im Übertragungsnetz. Da die vielen kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen jedoch nicht wie die großen konventionellen Kraftwerke ins Übertragungsnetz, sondern ins Verteilernetz einspeisen, kann dieses zu Zeiten hoher Produktion an seine Belastungsgrenze gebracht werden, da es ursprünglich als reines Ausspeise- nicht aber zugleich als Einspeisernetz konzipiert wurde. Fraglich ist daher, ob auch Verteilernetzbetreiber befugt sind, einzelne Erzeugungsanlagen im Dienste des Engpassmanagements in ihrer Erzeugung zu drosseln (oder etwa „vom Netz zu nehmen“). Nach der Grundsatzbestimmung des § 45 Z 12 EIWOG 2010 haben die Verteilernetzbetreiber die Pflicht, „Engpässe im Netz zu ermitteln und

Handlungen zu setzen, um diese zu vermeiden“. Welche Maßnahmen die Verteilernetzbetreiber genau zu setzen haben, um Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen, lässt der Wortlaut des Bundes-Grundsatzgesetzes offen. Auch die Landes-Ausführungsgesetze konkretisieren dies nicht näher, sondern übernehmen den Wortlaut des § 45 Z 12 EIWOG 2010 zumeist wörtlich.²⁰⁵ Aus der systematischen Zusammenschau von § 23 Abs. 9 EIWOG 2010 und § 40 Abs. 1 Z 11 EIWOG 2010, wonach nicht einmal Betreiber von Übertragungsnetzen selbst Einschränkungen der Erzeugung vornehmen können, folgt eindeutig, dass dies umso weniger für Verteilernetzbetreiber gelten kann. Eine letzte Grenze gilt jedoch auch für Verteilernetzbetreiber: Kein Verteilernetzbetreiber muss eine Situation hinnehmen, in der die konkrete Gefahr droht, dass sein Verteilernetz in Folge übermäßiger Einspeisung realen Schaden nimmt oder an diesem Verteilernetz angeschlossene Endverbraucher Schaden nehmen (was wiederum Schadensersatzpflichten des Netzbetreibers zur Folge haben könnte). Die Hinnahme eines Schadens nur um einem Prinzip gerecht zu werden, kann der Rechtsordnung nicht unterstellt werden. Das bedeutet, dass zur Abwendung konkreter Schäden am Netz oder an angeschlossenen Endverbrauchern bzw. Einspeisern schon nach allgemeinen Rechtsgrundsätzen eine schadenabwehrende Maßnahme zulässig ist, selbst dann, wenn diese darin bestehen sollte, vorübergehend die Einspeisung durch eine Ökostromanlage zu drosseln. Dies gilt im Übrigen auch für Betreiber von Übertragungsnetzen.

3. Zwischenergebnis und Änderungsvorschläge

Es ist eine rechtspolitische Entscheidung, sämtlichen Ökostromerzeugungsanlagen ein unbedingtes Recht auf Anschluss ans Netz zu gewähren. Es ist davon auszugehen, dass die österreichische Rechtslage nur regelt, dass der Netzbetreiber berechtigt ist, Netzengpässe zu erkennen und zu beseitigen. Dies stellt eine mildere Maßnahme gegenüber der Verweigerung des Netzzugangs dar, ist allerdings nur eine Notfallmaßnahme, die die Leistungspflicht des Netzbetreibers bei Netzengpässen unterbricht. Jedoch ist nicht die Option geregelt, Ökostromanlagen in Spitzenzeiten eventuell gegen eine Entschädigung zu drosseln, also in ihrer Einspeiseleistung zu reduzieren, wenn das Netz mit diesem Strom überlastet ist. Das hat vor dem Hintergrund der unbedingten Netzanschlusspflicht des § 6 ÖSG 2012 zur Folge, dass der Netzbetreiber die gesamte angebotene Energie übernehmen muss. Daher muss er auch sein Netz für eine 100%ige Einspeisung vorhalten, selbst wenn dies volkswirtschaftlich nachteilig ist, da derartige Spitzenzeiten nur an wenigen Stunden im Jahr erreicht werden. Es wäre folglich wirtschaftlich sinnvoller, wenn der Netzbetreiber

²⁰⁵ So z.B. § 32 Abs. 1 Z 16 Bgld. EIWG 2006; § 18 Abs. 1 Z 12 Salzburger LEG 1999; § 50 Abs. 1 lit. m TEG 2012.

entweder grds. z.B. nur bis zu 95 % der Erzeugnisse „durchleiten“ müsste (unter dieser Voraussetzung müssten die Netze erheblich weniger ausgebaut werden und es kann im Einzelfall eine Verdoppelung der Netzanschlusskapazität erreicht werden) oder wenn die Möglichkeit einer intelligenten zentralen Einspeisesteuerung für Ökostromanlagen (Einspeisemanagement) für Spitzenzeiten gesetzlich im ÖSG 2012 geregelt würde, zumal das Einspeisemanagement bei Wind und Photovoltaik ein großes Optimierungspotential für den Verteilernetzbetreiber aufweist.²⁰⁶ Das hätte den Vorteil, dass der Netzbetreiber bei „normalen Wetterlagen“ 100 % der Erzeugung abnehmen könnte und nur zu Spitzenzeiten gewisse Erzeugungsanlagen drosseln müsste. Dadurch könnte der Netzbetreiber auch vermehrt Ökostromanlagen an sein Netz anschließen, wenn er die Möglichkeit hätte, wetterbedingt gewisse Anlagen in ihrer Einspeiseleistung temporär reduzieren zu können, wenn das Netz mit diesem Strom ausgelastet ist, um die Stabilität des Netzes und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Diese gesetzliche Regelung muss ja nicht wie in Deutschland als Übergangsregelung konzipiert sein, bis der Netzbetreiber seiner Netzausbaupflicht in ausreichendem Maße nachgekommen ist, sondern kann dazu dienen, zu „normalen Wetterbedingungen“ einen möglichst hohen Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien ins Netz zu integrieren. Ferner müsste in die gesetzliche Regelung eine Reihenfolge, nach der die Erzeugungsanlagen gedrosselt werden sollen, aufgenommen werden. Wenn man sich an den Vorgaben des § 20 EIWOG 2010 orientiert, deren Prioritätenreihung unionsrechtlich vorgegeben ist, dürfen in einer künftigen gesetzlichen Regelung hinsichtlich des Einspeisemanagements spitzeneinspeisende Windkraft- oder PV-Anlagen ebenfalls nicht zu Gunsten konventioneller Anlagen beschränkt oder vom Netz genommen werden. Das bedeutet, dass zunächst die konventionellen Kraftwerke so weit wie es technisch vertretbar ist, herunter gefahren müssen, auch wenn sie den Netzengpass nicht verursacht haben. Reicht das nicht aus, um den entstandenen Netzengpass zu beseitigen, müssen auch die Ökostromerzeugungsanlagen in ihrer Einspeiseleistung reduziert werden. Hinsichtlich der Reihenfolge dieser Maßnahme²⁰⁷ besteht einerseits die Möglichkeit, zunächst die neu hinzugekommenen Anlagen zu drosseln. Dies hätte jedoch zur Folge, dass nur die neuen Anlagen die wirtschaftlichen Nachteile des nicht ausreichend dimensionierten Netzes zu tragen hätten. Es könnte daher eine Drosselung sämtlicher Ökostromerzeugungsanlagen nacheinander in gleicher zeitlicher Dimension vorgenommen werden, um dem Prinzip der Gleichbehandlung Rechnung zu tragen. Schließlich könnte die Reduktion auf die Anlagen begrenzt werden, die den Netzengpass verursachen.

²⁰⁶ BDEW/ZVEI, Smart Grids, 20; so auch: Jarass/Obermair, Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus, ZfE 29/2005, 3 (9).

²⁰⁷ Dazu: Salje, EEG 2012, § 11 Rz. 2; Fischer/Henning, Stromabnahme, ZUR 2006, 225 (228 ff.); Salje, EEG-Vorrangprinzip, RdE 2005, 250 ff.

Anzudenken wäre zudem die Fixierung einer Entschädigung der entgangenen Einspeisetarife des Anlagenbetreibers im Gegenzug zu der Reduzierung der Einspeiseleistung. Allerdings sollten Abschaltungen durch den Netzbetreiber nur als ultima ratio-Möglichkeit konzipiert und durchgeführt werden. Vorrangig sollten individuelle Absprachen mit Erzeugern angestrebt werden. Das Einspeisemanagement stellt damit einen geeigneten Beitrag für einen wirtschaftlichen und nicht überdimensionierten Netzausbau dar.

4. Zum Vergleich: Die Regelung in Deutschland

Trotz laufender Netzausbaumaßnahmen kann mit dem Zuwachs der erneuerbaren Energien und mit deren zunehmender Einspeisung ins Netz nicht Schritt gehalten werden, sodass zu Spitzenlastzeiten nicht alle Erzeugungsanlagen ihren Strom einspeisen können, da dieser überschüssige Strom über die Verteilernetze nicht mehr abtransportiert werden kann. Künftig wird diese Situation in vielen Netzbereichen auftreten, da die verbrauchsferne Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Quellen den regionalen Bedarf zumindest temporär deutlich übersteigt.²⁰⁸ Ist das Netz bereits vollständig durch Strom aus erneuerbaren Energien ausgelastet und würden weitere Einspeisungen dieses Stroms die Einhaltung der technischen Betriebsparameter gefährden²⁰⁹ und somit zu einer Netzüberlastung und in Folge zu einem Zusammenbrechen des Versorgungsnetzes führen, stellt das Einspeisemanagement unter den engen Voraussetzungen des § 11 EEG 2012 eine der wenigen Ausnahmen von der Pflicht zur kompletten Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energiequellen dar.²¹⁰ Danach ist der Netzbetreiber unbeschadet seiner Kapazitätserweiterungspflicht ausnahmsweise berechtigt, unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossene Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung ausgestattet sind, bei Netzüberlastung auch gegen den Willen der Anlagenbetreiber zu regeln, also zu drosseln, womit sich automatisch seine Abnahmeverpflichtung reduziert. Voraussetzung ist jedoch, dass andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstünde, sichergestellt ist, dass die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien abgenommen wurde und der Netzbetreiber die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen hat.

²⁰⁸ BDEW, Vorschläge zur EEG-Novelle 2012, 6.

²⁰⁹ Scholz/Tüngler, Verhältnis des Einspeisemanagements, RdE 2010, 317 (322).

²¹⁰ Ausführlich dazu u.a. Altröck/Hermann, Ausbau der Windenergie und Laufzeitverlängerung, ZNER 2010, 350 (351 f.); Altröck/Vollprecht, Entwicklung des Einspeisemanagements, ZNER 2011, 231 ff.; Günesysu, Smart Grids, RdE 2012, 47 ff.; Kment, Überlegungen, ZNER 2011, 225 ff.; Schmelzer/Beck, EEG-Einspeisemanagement, ZNER 2011, 244 ff.; Schumacher, Einspeisemanagement, ZUR 2009, 522 ff.

Wie § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 ausdrücklich vorab klarstellt, entbindet die Möglichkeit des Einspeisemanagements, also die Reduzierung der Einspeiseleistung entweder durch Drosselung der Einspeisung oder durch vollständige Abschaltung einzelner oder mehrerer Anlagen, den Netzbetreiber jedoch nicht von seiner Pflicht zur Kapazitätserweiterung. Dies hat den Hintergrund, dass nach einer Übergangszeit der Fall des Überschreitens der Netzkapazität praktisch nicht mehr vorkommen dürfte, wenn der Netzbetreiber seine Kapazitäten optimiert hat.²¹¹ Tritt nach dieser Übergangszeit dennoch eine Überschreitung der Netzkapazität auf, ist dies nach Ansicht des Gesetzgebers ein Zeichen dafür, dass der jeweilige Netzbetreiber dieser Verpflichtung nicht oder nicht vollständig nachgekommen ist.²¹² Der nicht in ausreichendem Maße vorgenommene Netzausbau ist also kausal für den Netzengpass und damit auch für das erforderliche Einspeisemanagement. Die klar umrissenen Voraussetzungen zum Einspeisemanagement belegen den Charakter einer eng auszulegenden Ausnahmeregelung.²¹³

Die Frage, ob tatsächlich eine Netzüberlastung vorliegt, ist hypothetischer Natur. So muss im Zeitpunkt der Regelung der Anlage noch keine Netzüberlastung bestehen; sie müsste jedoch eintreten, wenn die Anlage nicht herunter geregelt wird.²¹⁴ Es muss also aufgrund einer zu hohen Einspeisung die Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzes und insbesondere das n-1-Sicherheitskriterium gefährdet sein.²¹⁵ Der Netzbetreiber muss die betroffenen Anlagenbetreiber unverzüglich über die Dauer und die Gründe der Regelung unterrichten und auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Allerdings ist aufgrund des Vorrangs von Strom aus erneuerbaren Energien erforderlich, dass zunächst konventionelle Erzeugungsanlagen zurück gefahren werden.

Jedoch trifft der Anwendungsbereich dieser Regelung nur Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW bzw. seit neuestem auch Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von mehr als 30 kW²¹⁶, da nur diese mit einer derartigen technischen Einrichtung ausgestattet sein

²¹¹ BT-Drucks. 16/8148, 46; ausführlich dazu auch: *Altrock/Vollprecht*, Entwicklung des Einspeisemanagements, ZNER 2011, 231 (235 ff.).

²¹² BT-Drucks. 16/8148, 46.

²¹³ So auch *Scholz/Tüngler*, Verhältnis des Einspeisemanagements, RdE 2010, 317 (319).

²¹⁴ *Schumacher*, Einspeisemanagement, ZUR 2009, 522 (524).

²¹⁵ BT-Drucks. 16/8148, 47.

²¹⁶ Ausführlich dazu der Anwendungshinweis zu § 6 Abs. 2 EEG 2012 des *Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*.

müssen.²¹⁷ PV-Anlagen unter 30 kW können entweder auch eine solche technische Einrichtungen für ein eventuelles Einspeisemanagement installieren oder sie müssen die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 % der installierten Leistung begrenzen (§ 6 Abs. 2 Z 2 EEG 2012).²¹⁸ Das hat den Hintergrund, dass vor allem Privatpersonen, die Kleinanlagen betreiben, nicht mit entsprechenden Mehrkosten für technische Vorkehrungen belastet werden sollen.²¹⁹

Problematisch ist, in welcher Reihenfolge die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung ausgestatteten Anlagen gedrosselt werden sollen. Es ist lediglich festgelegt, dass PV-Anlagen mit höchstens 100 kW nachrangig gegenüber den anderen Anlagen zu regeln sind.²²⁰ Der Grund ist der, dass bei diesen Anlagen keine Daten über die Ist-Einspeisung vorliegen.²²¹ Der Netzbetreiber muss sicherstellen, dass die Anlagen abgeregelt werden, die den größten Einfluss auf die Verbesserung der Netzsituation haben.²²²

Aufgrund der Härtefallregelung des § 12 Abs. 1 EEG 2012 ist der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für das Einspeisemanagement liegt, verpflichtet, die von der Maßnahme betroffenen Anlagenbetreiber für 95 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu entschädigen.²²³ Die Durchführung des Einspeisemanagements und die daraus resultierende Entschädigungspflicht sind somit akzessorisch. Hat der Netzbetreiber die Maßnahme nicht zu vertreten, kann er die Kosten für die Entschädigung bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen.²²⁴ Zu vertreten hat er sie jedoch dann, wenn er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

Ziel dieser Regelung ist, die Netzsicherheit bei hoher Stromproduktion durch erneuerbare Energiequellen zu gewährleisten und trotz drohender Netzengpässe und der damit verbundenen Regelung der Anlagen, den Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien so

²¹⁷ § 6 Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2012. Kommen die Anlagenbetreiber dieser Pflicht nicht nach, erhalten sie auch keine Vergütung.

²¹⁸ Diese Anlagen können erst ins Einspeisemanagement einbezogen werden, wenn eine Verordnung zur Ermittlung der entgangenen Einnahmen erlassen worden ist.

²¹⁹ BT-Drucks. 16/8148, 46.

²²⁰ § 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2012.

²²¹ BT-Drucks. 17/6071, 64.

²²² Ebenda.

²²³ Es haften dieser Netzbetreiber und der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, gegenüber dem Betreiber der geregelten Anlage als Gesamtschuldner.

²²⁴ § 12 Abs. 2 S. 1 EEG 2012.

hoch wie möglich zu halten. Zumal es momentan noch keine geeigneten Stromspeicher gibt, ist ein intelligentes Stromnetz unter Aufrechterhaltung einer sicheren Stromversorgung ohne die Möglichkeit eines intelligenten Einspeisemanagements nicht realisierbar.²²⁵ Schließlich ist diese Maßnahme geeignet, unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu einem optimalen Netzausbau beizutragen. Daher bedarf es auch in Zukunft geeigneter Weichenstellungen der Politik, um das Einspeisemanagement auf die Dauer und nicht nur vorübergehend noch flexibler auszugestalten, damit die Netzausbaumaßnahmen und deren Kosten nicht explodieren. Denn es ist nicht zielführend, das Netz aufwendig und kostenintensiv auszubauen, um Kapazitäten für Erzeugungsspitzen vorrätig zu halten, die wetterbedingt nur an wenigen Tagen im Jahr anfallen.²²⁶

Das Einspeisemanagement nach § 11 Abs. 1 EEG 2012, also die Drosselung der Einspeisung durch EEG-Anlagen, ist aufgrund des Vorrangs der erneuerbaren Energien erst dann zulässig, wenn der Netzengpass nicht durch andere Maßnahmen, wie das Engpassmanagement nach §§ 13, 14 EnWG²²⁷, behoben werden kann. Es steht nämlich die schnelle und effiziente Beseitigung der Gefährdung bzw. Störung des Elektrizitätssystems im Vordergrund.²²⁸ Somit müssen also vor der Drosselung der Ökostromerzeugungsanlagen zunächst konventionelle Erzeugungsanlagen bis zum netztechnisch erforderlichen Minimum geregelt werden, zumal dies entschädigungslos und damit ohne Kostenerhöhung für die Netzbenutzer möglich ist.²²⁹ Unabhängig davon ist es dem Anlagen- und dem Netzbetreiber nach § 8 Abs. 3 EEG 2012 ausnahmsweise möglich, zur besseren Integration der Anlage in das Netz, vertraglich vom Abnahmevorrang der erneuerbaren Energieträger abzuweichen.

III. Speichertechnologien

Trotz verbesserter Wetterprognosen und einer Beeinflussung der Lasten in Echtzeit wird ein 100%iger örtlicher und zeitlicher Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch nicht möglich sein.²³⁰ Daher ist es dringend erforderlich, geeignete Speichertechnologien für Strom zu finden und in das Energiesystem der Zukunft einzubauen, um damit zur Stabilität im Netz

²²⁵ So auch *Güneysu*, Smart Grids, RdE 2012, 47.

²²⁶ Ebenda, 47 (50).

²²⁷ Dazu ausführlich u.a.: *Weise/Hartmann/Wöldeke*, Netzstabilität, RdE 2012, 181 ff.

²²⁸ BT-Drucks. 15/3917, 57.

²²⁹ Ausführlich zur Abschalttrangfolge: *Bundesnetzagentur*, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement; *Altrock/Vollprecht*, Entwicklung des Einspeisemanagements, ZNER 2001, 231 (239); *Schumacher*, Einspeisemanagement, ZUR 2009, 522 (526 ff.); A.A. *Güneysu*, Smart Grids, RdE 2012, 47 (52 f.), die die Regelung des § 11 EEG 2012 gegenüber den Maßnahmen des EnWG für vorrangig erachtet.

²³⁰ *B.A.U.M. Consult GmbH*, Smart Energy made in Germany, 23.

und möglicherweise zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs beizutragen. Indem sie zunächst eine Lagerungsmöglichkeit für überschüssigen Strom bieten, den sie zu Zeiten langer Produktionsflaute und erhöhter Nachfrage wieder nutzbar machen können, sind sie geeignet, Erzeugung und Bedarf zeitlich voneinander zu trennen. Allerdings wird eine einzige Technologie nicht ausreichen, da Pufferfunktionen von wenigen Sekunden bis hin zu Tagen und Wochen notwendig sind.²³¹ Speicheranlagen können zum einen direkt neben großen zentralen Kraftwerken, aber auch als kleine dezentrale Speicher im Netz installiert werden.

1. Erneuerbare Energien-Richtlinie

Nach Art. 16 Abs. 1 S. 1 der EE-RL 2009 haben die Mitgliedstaaten geeignete Schritte zu ergreifen, um u.a. Speicheranlagen auszubauen, um den sicheren Betrieb des Elektrizitätssystems vor dem Hintergrund der Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu ermöglichen. Zudem soll der Anteil der Elektrofahrzeuge im Rahmen der insgesamt hergestellten Fahrzeuge gesteigert werden.²³²

2. ÖSG 2012 / EIWOG 2010

Weder das ÖSG 2012 noch das EIWOG 2010 regeln derzeit den Einsatz von Speichermöglichkeiten explizit.

3. Ausgewählte Speichertechnologien im Smart Grid

Der vorliegenden Untersuchung sollen nur die Speichertechnologien zu Grunde gelegt werden, die entweder aufgrund ihres Wirkungsgrades entscheidend dazu beitragen können, das Speicherproblem zu lösen und zur Systemstabilität im Stromnetz beitragen zu können, oder aber aktuell eine große Rolle in der Diskussion im Rahmen von Smart Grids spielen.

a. Pumpspeicherkraftwerke

Die stationären Pumpspeicherkraftwerke können über einen langen Zeitraum eine Überproduktion von Strom aus Sonne und Wind speichern und bei eintretender Flaute wieder ins Netz einspeisen. Die Technologie ist bereits langjährig erprobt und aufgrund ihres hohen Gesamtwirkungsgrades von ca. 80 % äußerst effektiv. Damit trägt sie einen entscheidenden Beitrag zur Netzstabilität und auch der Versorgungssicherheit bei.

²³¹ B.A.U.M. Consult GmbH, Smart Energy made in Germany, 23.

²³² Erwägungsgrund 28 der EE-RL 2009.

aa. Rechtslage in Österreich

Das Pumpspeicherkraftwerk verwendet Elektrizität aus dem öffentlichen Stromnetz, um das Wasser aus dem unteren in das obere Becken pumpen zu können. Dieser Vorgang bedingt zunächst, dass das Pumpspeicherkraftwerk als Entnehmer i.S.v. § 7 Abs. 1 Z 14 EIWOG 2010 anzusehen ist. Ein Entnehmer ist ein Endverbraucher oder ein Netzbetreiber, der elektrische Energie aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz entnimmt. Unter einem Endverbraucher wiederum versteht die Legaldefinition des § 7 Abs. 1 Z 12 EIWOG 2010 eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft. In Übereinstimmung mit Art. 2 Z 11 EltRL 2009 fallen unter die Gruppe der „Nichthaushaltskunden“ natürliche und juristische Personen, die Elektrizität für andere Zwecke als den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen, worunter auch Erzeuger und Großhändler fallen.

Daher haben die Pumpspeicherkraftwerke als Entnehmer das Netznutzungsentgelt nach § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 zu leisten. Mit dem Netznutzungsentgelt als wirtschaftlichem Hauptbestandteil des Systemnutzungsentgeltes sollen die Kosten der Errichtung, des Ausbaus, der Instandhaltung und der Betrieb des Netzsystems abgegolten werden.²³³ Das Entrichten der Systemnutzungsentgelte durch Pumpspeicherkraftwerke wird damit begründet, dass durch den Transport der Energie zu den Pumpspeicherkraftwerken die Stromnetze genauso in Anspruch genommen werden, wie das bei den anderen Netzkunden (Industrie, Gewerbe, Haushalt) auch der Fall ist. Die Betreiber der Pumpspeicherkraftwerke entnehmen zunächst Strom aus dem Netz, nutzen ihn sodann für eigene Zwecke und veräußern ihn später wieder. Selbst wenn durch das spätere Ablassen des Wassers wieder Strom gewonnen und ins Netz eingespeist werde, stelle der erste Vorgang einen entgeltpflichtigen Energieverbrauch dar, auch wenn es sich lediglich um eine Energieumwandlung handele. Daher seien sie als Endverbraucher einzustufen. Somit könne der Gleichbehandlung aller Netznutzer nachgekommen werden.²³⁴ Neben den Systemnutzungsentgelten sind zudem die Ökostrompauschale²³⁵ und der Ökostromförderbeitrag²³⁶ durch den Betreiber des Pumpspeicherkraftwerkes als Endverbraucher zu leisten.

²³³ § 52 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010.

²³⁴ Erläuterungen zur Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012, zu § 4 Abs. 1 Z 8, S. 3; *E-Control*, *Netztarife für Pumpspeicherkraftwerke entlasten Endverbraucher*, 2.

²³⁵ § 45 ÖSG 2012.

²³⁶ § 48 ÖSG 2012.

Allerdings befürchten die österreichischen Pumpspeicherkraftwerkebetreiber infolge der Pflicht zur Zahlung der Systemnutzungsentgelte einen internationalen Wettbewerbsnachteil und fordern daher eine Befreiung von den Netzentgelten und stattdessen eine Überwälzung der Kosten auf die anderen Netznutzer.

bb. Rechtslage in Deutschland

In Deutschland ist aufgrund der Übergangsbestimmung des § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG festgelegt, dass nach dem 31.12.2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab dem 04.08.2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab der Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt sind. Gleiches gilt gem. § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG für bestehende Pumpspeicherkraftwerke, wenn sowohl ihre elektrische Pump- oder Turbinenleistung als auch ihre speicherbare Energiemenge nachweislich erheblich ausgebaut wurden für einen Zeitraum von 10 Jahren ab der Inbetriebnahme. Eine solche befristete Befreiung der Anlagen von der Netzentgeltspflicht soll – vor allem im Hinblick auf die steigende Windenergieeinspeisung und dem dadurch steigenden Bedarf an Netzstabilität – der Schaffung wirtschaftlicher Anreize für schnelle Investitionen in den Aus- und Neubau von Speichertechnologien für elektrische Energie dienen, zumal bei neuen Standorten oft einige Planungsrisiken bestehen.²³⁷

Für alte (nicht ausgebaute) Pumpspeicherkraftwerke gilt diese Begünstigung jedoch grundsätzlich nicht. Bei der Entnahme des für den Betriebs eines Pumpspeicherkraftwerkes erforderlichen Stroms aus dem Netz müssen die Betreiber Netznutzungsentgelte leisten, da das Pumpspeicherkraftwerk aufgrund des Hochpumpens des Wassers vom unteren in das obere Becken Strom verbraucht und somit als Letztverbraucher²³⁸ eingestuft wird. Daran ändert auch die Tatsache nichts, dass der gesamte Vorgang ein System darstellt, in dem überschüssige Energie gespeichert wird.²³⁹ Entscheidend ist allein, dass der aus dem öffentlichen Netz entnommene Strom für eine bestimmte energieabhängige Funktion verwendet und aufgezehrt wird. Die Rückgewinnung von Energie durch das Ablassen des Wassers aus dem oberen Becken stellt einen zweiten, vom Hochpumpen des Wassers getrennten Vorgang dar.

²³⁷ BT-Drucks. 17/4968, 4.

²³⁸ Nach § 3 Z 25 EnWG sind Letztverbraucher natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen.

²³⁹ Ausführlich dazu: BGH, Beschluss vom 17.11.2009, Az.: EnVR 56/08, RdE 2010, 223 ff., NVwZ-RR 2010, 431 ff. und ZNER 2010, 172 ff.

Neben der zeitlich befristeten Befreiung von Netzentgelten für neue Pumpspeicherkraftwerke ist nunmehr der Strombezug von Zwischenspeichern grds. von der EEG-Umlage befreit, um die Wirtschaftlichkeit der Speicher sicherzustellen.²⁴⁰ Nach § 37 Abs. 4 S. 1 EEG 2012 entfällt für Strom, der zum Zwecke der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird. Die Befreiung umfasst auch den Strom, der bei der Speicherung verbraucht wird (Speicherverluste).²⁴¹ Zudem ist in Deutschland ein separates Stromspeichergesetz geplant, dessen Gesetzesentwurf bis Oktober 2012 vorliegen soll.

cc. Ist die Einordnung der Pumpspeicherkraftwerke als End- bzw. Letztverbraucher sachgerecht?

Fraglich ist, ob die Einordnung der Pumpspeicherkraftwerke als Endverbraucher bzw. Letztverbraucher sachgerecht ist. Zwar ist es richtig, dass beim Bezug des Stromes zum Hochpumpen des Wassers in das obere Becken das Stromnetz durch das Pumpspeicherkraftwerk genauso benutzt und belastet wird, wie bei anderen Netzbenutzern auch und dass mit der Entrichtung der Systemnutzungsentgelte zu einer Gleichbehandlung aller Netzbenutzer beigetragen wird. Allerdings legt der Wortlaut „Endverbraucher“ bzw. „Letztverbraucher“ die Auslegung nahe, dass der Netzbenutzer quasi das letzte Glied, also das Schlusslicht, in der Kette ist und die Energie durch seinen Verbrauch unwiderruflich verloren ist.²⁴² Dies ist jedoch bei Stromspeichern gerade nicht der Fall: Hier wird dem Stromnetz überschüssige Energie entnommen und nicht endgültig verbraucht, sondern aufbewahrt, um sie zu Zeiten nicht ausreichender Stromproduktion wieder in das öffentliche Elektrizitätsnetz einspeisen und damit wieder nutzbar machen zu können. Speicher erfüllen damit eine Pufferfunktion zwischen volatiler Einspeisung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen und schwankender Nachfrage. Gerade der Sinn und Zweck der Rückeinspeisung von Strom in das Netz macht den Unterschied zwischen End- bzw.

²⁴⁰ BT-Drucks. 17/9152, 1.

²⁴¹ BT-Drucks. 17/8877, 23.

²⁴² So auch die Argumentation des *BDEW*, Zur Frage der Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher im EEG und EnWG, 2.

Letztverbrauchern und Speichern deutlich.²⁴³

Sowohl der Wortlaut als auch der Sinn und Zweck der Speicheranlagen im Rahmen eines Smart Grids und deren dringender Bedarf aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien sprechen (rechtspolitisch) gegen die Gleichstellung von Speicheranlagen mit End- bzw. Letztverbrauchern. Diese Unterscheidung zwischen Speicheranlagen und End- bzw. Letztverbrauchern sollte daher im österreichischen EIWOG und auch im deutschen EnWG explizit verankert werden. Dafür müsste aufgenommen werden, dass Stromspeicher, also solche Anlagen, die Strom zum Zwecke der Speicherung aus dem Netz entnehmen, um ihn zeitlich verzögert wieder ins Netz einspeisen zu können, keine End- bzw. Letztverbraucher sind. Dies hätte dann zur Folge, dass sämtliche Stromspeicher von der Zahlung der Netzentgelte befreit wären. Damit könnte ein wirtschaftlicher Anreiz geschaffen werden, den geforderten Aus- und Neubau von Speicheranlagen voran zu treiben und damit zur Sicherheit des Energieversorgungssystems beizutragen. Gerade Pumpspeicherkraftwerke leisten einen unverzichtbaren Beitrag zur Stabilisierung des Netzes und beim Netzwiederaufbau aufgrund ihrer Eigenschaft zur Schwarzstartfähigkeit.²⁴⁴

Die Gleichstellung der (Pump-)Speicheranlagen mit End- bzw. Letztverbrauchern ist vor dem Hintergrund des Zuwachses von fluktuierender Einspeisung durch erneuerbare Energiequellen und dem dringenden Speicherbedarf nicht sachgerecht. Schließlich wird der aus dem Netz entnommene Strom nicht wie beim End- bzw. Letztverbraucher aufgebraucht, sondern aufbewahrt, um ihn bei Bedarf zu einem späteren Zeitpunkt wieder ins Netz einspeisen und damit nutzbar machen zu können.

b. Elektrofahrzeuge

Gerade im privaten Bereich könnte auch der Einsatz eines Elektrofahrzeugs dienlich sein, die energie- und klimapolitischen Ziele zu erreichen. Unter Elektromobilität ist die individuelle, nicht leitungsgebundene batterieelektrische Mobilität im öffentlichen

²⁴³ So auch die Argumentation des BDEW, Zur Frage der Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher im EEG und EnWG, 2.. Auch das *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit* legt in seinem Entwurf zum EEG-Erfahrungsbericht 2011 auf S. 31 dar, dass Stromspeicher künftig rechtlich nicht mehr als Letztverbraucher eingestuft werden sollten, da ansonsten der zwischengespeicherte Strom mit Stromsteuer, EEG-/KWK-Umlage und Konzessionsabgabe belastet würde.

²⁴⁴ Ausführlich dazu: *BDEW*, Netzentgeltspflicht, 4 ff.

Straßenverkehr zu verstehen.²⁴⁵ So ist das Elektrofahrzeug in der Lage, den erheblichen CO₂-Ausstoß zu verringern, wenn der benötigte Strom weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen bezogen wird. In Österreich sollen bis zum Jahr 2020 rund 250.000 Elektroautos auf den Straßen unterwegs sein.²⁴⁶ Unter dieser Voraussetzung besteht die Möglichkeit, dass der Energieverbrauch im Verkehrssektor zu 10 % aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird.²⁴⁷ Daneben kann die Batterie auch als mobiler Speicher genutzt werden und damit einen Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Energiequellen leisten. So soll der Ladevorgang der Batterie möglichst zu dem Zeitpunkt vorgenommen werden, wenn preisgünstiger Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Übermaß vorhanden ist, wenn also die Erzeugung höher als der Verbrauch ist. Um bei einem gleichzeitigen Ladevorgang aller Elektromobile das Entstehen einer neuen Lastspitze zu vermeiden²⁴⁸, ist es erforderlich, dass mittels IKT der Ladevorgang erst dann (wahrscheinlich in der Nacht) gestartet wird, wenn das Netz am wenigsten belastet ist. Darüber hinaus könnte dann das aufgeladene Elektroauto wiederum dazu verwendet werden, diesen Strom zu Zeiten schwacher Erzeugung und hohen Verbrauchs über eine Ladestation zurück ins Netz einzuspeisen (sog. Vehicle-to-Grid-Konzept).²⁴⁹ Auf diese Weise besteht die Möglichkeit, einen dezentralen Ausgleich zwischen volatiler Stromerzeugung und schwankender Nachfrage zu schaffen. In Deutschland wurde im Rahmen des § 14a EnWG die Möglichkeit geschaffen, dass Netzbetreiber den Fahrern eines Elektroautos, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen (worunter eben auch Elektromobile fallen), die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zwecke der Netzentlastung gestattet wird. Die Einbeziehung der Elektromobile wurde als sehr wichtig angesehen, da in diesem Sektor ein nicht unerhebliches netzentlastendes Potential liegt und weil in besonderen Situationen das Niederspannungsnetz durch das gleichzeitige Aufladen vieler Elektroautos an Leistungsgrenzen gebracht werden kann, was eine intelligente Steuerung erforderlich macht.²⁵⁰ Um die Elektromobilität auch in Österreich zu fördern, wäre eine vergleichbare Regelung wie § 14a EnWG im EIWOG 2010 wünschenswert.

²⁴⁵ Vgl. *Keil/Schmelzer*, Elektromobilität - Teil 1, ZNER 2010, 461.

²⁴⁶ *Wirtschaftskammer Österreich/Lebensministerium*, 10 Punkte Aktionsprogramm zur Markteinführung von Elektromobilität mit erneuerbaren Energien in Österreich, Wien 2010, 1, abrufbar unter: http://doku.cac.at/aktionsprogramm_elektromobilitaet.pdf.

²⁴⁷ Erwägungsgrund 13 der EE-RL 2009.

²⁴⁸ Naheliegen würde etwa, dass im Anschluss an die gebräuchlichen Arbeits- und Heimreisezeiten (also etwa ab 17.00 Uhr) in Folge zeitgleicher Ladevorgänge Ladespitzen auftreten.

²⁴⁹ *Feller/de Wyl/Missling*, Ladestationen für Elektromobilität, ZNER 2010, 240; *von Hoff*, Elektromobilitätstankstellen, ZNER 2009, 341.

²⁵⁰ BT-Drucks. 17/6072, 73.

Problematisch an Elektroautos generell ist aber, dass sie bisher nicht die notwendige gesellschaftliche Akzeptanz haben: Zum einen ist die Reichweite dieser Autos eher gering und damit nicht mit konventionellen Fahrzeugen vergleichbar. Zum anderen ist eine lange Ladedauer erforderlich. Um einen Zuwachs dieser Autos gewährleisten zu können, müsste sich die gesellschaftliche Akzeptanz und Einstellung ändern. Die Nutzung der Elektromobilität für Speicherzwecke begegnet allerdings auch rechtlichen Schwierigkeiten. So setzt sie jedenfalls komplexe vertragsrechtliche Regelungen zwischen Netzbetreibern, Elektrizitätslieferanten und Fahrzeughaltern voraus. Dazu kommt, dass ein häufiger Zugriff auf Elektromobile (deren Batterien) zum Zwecke der Rückspeisung von Elektrizität ins Netz die Lebenserwartung der Batterien vermindern kann, was die Attraktivität der Elektromobilität deutlich herabsetzt. Schadenersatzansprüche aus diesem Grund sind jedoch nicht zu befürchten, weil (und wenn) der Ladezugriff ex definitione im Rahmen eines Vertragsverhältnisses stattfindet (die vertragliche Vereinbarung bildet den Rechtfertigungsgrund).

Schließlich ist festzuhalten, dass, um Elektrofahrzeuge künftig effektiv ins Smart Grid integrieren zu können, einheitliche europäische Standards geschaffen werden müssen. Dies ist gerade für die Identifizierung des Fahrzeughalters hinsichtlich der Stromabrechnung sowie für die Rückeinspeisung ins Netz durch die Vehicle-to-Grid-Methode wichtig.²⁵¹

aa. Ladeeinrichtungen

Für die Nutzung des Elektroautos bedarf es jedenfalls einer entsprechenden flächendeckenden Infrastruktur als zwingende Voraussetzung, nämlich der Ladetankstellen²⁵², die allen Nutzern von Elektroautos zur Verfügung stehen müssen. Mit Hilfe der Ladetankstellen soll zum einen das Betanken des Elektroautos ermöglicht werden. Zum anderen können die Ladestationen jedoch auch dazu dienen, die Energie aus dem Elektrofahrzeug in Zeiten geringer Produktion aus regenerativen Energien und hohem Bedarfs wieder zurück ins Netz zu speisen. Die Ladestation dient somit allein den Durchleitungszwecken; in ihr wird Energie weder erzeugt noch gespeichert.²⁵³ Im Detail ist zwischen Ladetankstellen und sonstigen Ladestationen zu unterscheiden:

²⁵¹ *Bundesregierung*, Regierungsprogramm Elektromobilität, 36 f.

²⁵² Derzeit gibt es in Österreich laut dem Elektrotankstellen-Verzeichnis (abrufbar unter: www.elektrotankstellen.net) 3249 Elektrotankstellen (Stand 20.09.2012).

²⁵³ *von Hoff*, Elektromobilitätstankstellen, ZNER 2009, 341 (342).

- Indem die Ladetankstelle einer unbeschränkten Öffentlichkeit zur Beladung der Elektrofahrzeuge dient, kommt mit ihr eine Entladung von Batterien praktisch²⁵⁴ nicht in Betracht, weil sie ja typischerweise nur von Fahrern mit Tankwunsch angesteuert wird.
- Von den (öffentlichen) Ladetankstellen sind die (privaten) Ladestationen (im Rahmen eines Haushaltes oder eines Gewerbebetriebs) zu unterscheiden. Diese privaten Ladestationen dienen lediglich der Auftankung der Fahrzeuge eines eingeschränkten Berechtigungskreises (des Verfügungsberechtigten über die Ladestation), können aber gerade deswegen auch für Entlade- und Netzstabilisationszwecke²⁵⁵ verwendet werden.

Die folgenden Ausführungen beziehen sich primär auf die öffentlichen Ladetankstellen.

(1) RECHTLICHE VORGABEN FÜR LADESTATIONEN

Es ist zunächst festzustellen, dass das EIWOG 2010 sowie die dazu ergangenen Landesausführungsgesetze und die Systemnutzungsentgelte-Verordnung der Regulierungsbehörde den Bereich der Elektromobilität nicht ausdrücklich regeln. Allerdings müssen bei der Errichtung der notwendigen Ladestationen verschiedene andere gesetzliche Vorgaben berücksichtigt werden. Je nach Art und Größe kann es sich bei einer solchen Ladestation um ein anzeige- oder bewilligungspflichtiges Bauvorhaben handeln i.S.d. Baugesetze der Länder.²⁵⁶ Jedoch ist i.d.R. die Errichtung von Ladestationen aufgrund der geringen Ausmaße baugenehmigungsfrei und bedarf damit nur einer Anzeige.²⁵⁷

Im Falle der Aufstellung im öffentlichen Straßenraum hat der Betreiber einer Ladeinfrastruktur zusätzlich zur Bauordnung auch die Straßenverkehrsordnung (StVO)²⁵⁸ zu berücksichtigen, wobei der Betrieb eine erlaubnispflichtige Sondernutzung darstellt, zumal die Straße nicht zu Verkehrszwecken im engeren Sinn benutzt wird.²⁵⁹ Die Errichtung einer Ladeinfrastruktur im öffentlichen Straßenraum geht nämlich über den Widmungszweck und den Gemeingebrauch hinaus (anders ist dies beim Parkvorgang, wenn das Fahrzeug aufgeladen wird). Nach h.M. ist eine solche Ladesäule mit anderen öffentlichen

²⁵⁴ Allerdings wäre sie praktisch möglich.

²⁵⁵ Indem das Fahrzeug – sofern es in absehbarer Zeit nicht benötigt wird – an die Ladestation (eigentlich Be- und Entladestation) angehängt wird.

²⁵⁶ *Urbantschitsch*, Elektromobilität, ZVR 2010/155, 316 (318).

²⁵⁷ Vgl. z.B. § 25 Abs. 1 Z 9a Oö. BauO.

²⁵⁸ Bundesgesetz vom 06.07.1960, mit dem Vorschriften über die Straßenpolizei erlassen werden (Straßenverkehrsordnung 1960 - StVO 1960), BGBl. 1960/159 i.d.F. BGBl. I 2012/50.

²⁵⁹ Ausführlich dazu: *Michaels/de Wyl/Ringwald*, Elektromobilitätsanlagen, DöV 2011, 832 ff.

Marktständen vergleichbar, mit der Besonderheit, dass Strom verkauft wird.²⁶⁰ Folglich ist i.d.R. für die Ladestation eine straßenverkehrsrechtliche Bewilligung nach § 82 Abs. 1 StVO erforderlich. Diese Bewilligung ist (unter Berücksichtigung des § 83 StVO) nach § 82 Abs. 5 S. 1 StVO zu erteilen, wenn durch diese Straßenbenützung die Sicherheit, Leichtigkeit und Flüssigkeit des Verkehrs nicht wesentlich beeinträchtigt wird oder eine über das gewöhnliche Maß hinausgehende Lärmentwicklung nicht zu erwarten ist. Von dieser straßenverkehrsrechtlichen Bewilligung ist die – ebenfalls einzuholende – Zustimmung des Straßenerhalters zum Sondergebrauch nach Maßgabe der jeweiligen Straßengesetze (Bundes- oder Landesstraßengesetze) zu unterscheiden.²⁶¹

Fraglich ist, ob während des Ladevorgangs auf öffentlichem Straßengrund zusätzlich zum Entgelt für das Aufladen des Elektrofahrzeugs eine Gebühr für das Parken durch den Nutzer zu entrichten ist. Rechtsdogmatisch ist diese Frage am Maßstab der jeweiligen Parkgebührengesetze der Länder²⁶² zu beantworten. Daraus folgt für Oberösterreich beispielsweise, dass durch Beschluss des Gemeinderates eine Abgabe (Parkgebühr) für das Abstellen von mehrspurigen Kraftfahrzeugen in Kurzparkzonen (§ 25 StVO) für die nach den straßenpolizeilichen Vorschriften zulässige Parkdauer ausgeschrieben werden kann. Rechtspolitisch mag für eine Gebührenpflicht sprechen, dass auf diese Weise gewährleistet werden kann, dass der Stellraum tatsächlich nur für den Zeitraum des Ladens benutzt und nicht als „Dauerparkplatz“ missbraucht wird²⁶³, sodass (in letzterem Fall) andere Fahrer eines Elektrofahrzeugs die Lademöglichkeit nicht nutzen können. Gegen die Parkgebührenpflicht könnte jedoch ebenso rechtspolitisch ins Treffen geführt werden²⁶⁴, dass eine Parkgebührenpflicht den Anreiz zum Umstieg auf Elektromobilität schmälern mag. Wenn es sich indessen bei dem Stellplatz zur Betankung um private Verkehrsflächen handelt (so wie etwa bei herkömmlichen Tankstellen), dann stellt sich die Frage der Parkgebührenpflicht ohnehin nicht. Sofern es hingegen um Flächen mit öffentlichem Verkehr²⁶⁵ geht, die für Elektromobilitäts-Ladezwecke genutzt werden, könnte das Freihalten der diesbezüglich erforderlichen Flächen ohnedies durch straßenpolizeiliche Verfügungen besser als durch ein parkgebührenrechtliches Anreizsystem gewährleistet werden. Auf der Basis der geltenden Straßenverkehrsordnung wäre etwa die Verfügung eines Parkverbotes

²⁶⁰ Vgl. für Deutschland *Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung*, Elektromobilität in Deutschland, Praxisleitfaden 2011, 22.

²⁶¹ Vgl. für Oberösterreich § 7 Abs. 1 Oö. Straßengesetz 1991.

²⁶² Vgl. für Oberösterreich etwa das Oö. Parkgebührengesetz (LGBl. 1988/28 i.d.F. LGBl. 2009/84), für Wien etwa das Wiener Parkometergesetz 2006 (LGBl. 2006/9 i.d.F. LGBl.2012/24).

²⁶³ So *Michaels/de Wyl/Ringwald*, Elektromobilitätsanlagen, DöV 2011, 832 (833).

²⁶⁴ Gegen die Einhebung einer zusätzlichen Parkgebühr (jedoch ohne nähere Begründung) auch *Urbantschitsch*, E-Mobilität und Recht, Österreichische Gemeinde Zeitung 4/2010, 18 (19).

²⁶⁵ Im Sinne der Straßenverkehrsordnung.

(§ 24 Abs. 3 lit. a StVO), ausgenommen für Elektrofahrzeuge während des Ladevorgangs, in Erwägung zu ziehen.²⁶⁶ Vom rechtspolitischen Standpunkt her könnte zur Klarstellung in Erwägung gezogen werden, eine gesonderte diesbezügliche Regelungsermächtigung in die StVO aufzunehmen und insbesondere die Begriffe der „Stromtankstellen“, der „Ladestation“ und des „Elektrofahrzeugs“ in § 2 Abs. 1 leg. cit. zu definieren. Die bereits in der geltenden Fassung der StVO enthaltene Parkvorschrift des § 24 Abs. 3 lit. h StVO („vor Tankstellen, sofern diese nicht durch bauliche Einrichtungen von der Fahrbahn getrennt sind“) ist hingegen für konventionelle Tankstellen konzipiert. Für Elektrotankstellen mit einem üblicherweise länger dauernden Ladevorgang, währenddessen sich der Fahrer vielfach auch vom Fahrzeug entfernen wird, ist diese Bestimmung allerdings nicht geeignet.

(2) IST DIE LADESTATION EIN TEIL DES NETZES?

In Diskussion steht auch die Frage, ob Ladetankstellen eine Erweiterung des Elektrizitätsnetzes (= regulierter Bereich) darstellen oder ob es sich dabei um eine vom Netzbetrieb getrennte Einheit handelt.²⁶⁷

Wie bereits erörtert, versteht man unter einem Elektrizitätsnetz ein Netz, das aus einer oder mehreren miteinander verbundenen elektrischen Leitungsanlagen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz, Schalt-, Umspann- und Umrichteranlagen besteht, das in der Verfügungsbefugnis eines einzigen Betreibers steht, der über die technisch-organisatorischen Einrichtungen verfügt, um alle zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes erforderlichen Maßnahmen zu treffen.²⁶⁸ Energietechnische Anlagen, die nicht darunter subsumiert werden können, unterfallen nicht dem Regulierungserfordernis des EIWOG 2010 und müssen somit auch nicht u.a. diskriminierungsfreien Netzzugang gewährleisten.

Es muss zunächst zwischen privaten und öffentlichen Ladestationen differenziert werden. Während die nur privat zugängliche Ladestation (z.B. in der eigenen Garage) keinen Bestandteil des Netzes darstellt, muss hingegen bei öffentlich zugänglichen Ladestationen erneut unterschieden werden. Zunächst gibt es Ladestationen, die auf einem privaten Grundstück (z.B. in einem Parkhaus oder in einem Einkaufscenter) einer größeren Anzahl an Nutzern zur Verfügung gestellt werden. Trotz der großen Anzahl an Benutzern stellt jedoch auch diese Variante eine private Ladestation – und damit keinen Netzbestandteil – dar.

²⁶⁶ Ausführlich dazu: *e-connected*, Abschlussbericht 2009, 42.

²⁶⁷ Ausführlich dazu: *Feller/de Wyl/Missling*, Elektromobilität, ZNER 2010, 240 ff.

²⁶⁸ Vgl. TOR, Teil A, Version 1.8, 40; *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 25 Rz. 9.

Daneben gibt es aber auch Anlagen, die im öffentlichen Straßenraum von jedermann genutzt werden können. Im Gegensatz zu den Lademöglichkeiten auf Privatgrundstücken (= Eigenanlagen) ist die rechtliche Einstufung von allgemein zugänglichen Ladestationen (= Elektrotankstellen) umstritten.

Sollte die Anlage als Bestandteil des Energieversorgungsnetzes eingestuft werden, so wäre der Betreiber der Ladestation gleichsam als Netzbetreiber konzessionspflichtig und zur Erfüllung sämtlicher Vorgaben des EIWOG 2010 und den dazu ergangenen Landesausführungsgesetzen verpflichtet (z.B. Netzanschluss, Netzzugang, Entflechtung). Als Netzbetreiber müsste der Betreiber einer Elektrotankstelle das Recht der Systemnutzungsentgelte beachten – die Finanzierung der Elektrotankstelle würde also ausschließlich über die Einnahmen aus den Systemnutzungsentgelten erfolgen (mit all den Folgefragen, wie etwa Fragen nach Ausgleichszahlungen). Außerdem würde aus dem Konzessionsvorbehalt für den Netzbetrieb folgen, dass, weil Konzessionen für ein Gebiet nur einmal vergeben werden dürfen²⁶⁹, nur die bereits konzessionierten Netzbetreiber öffentliche Ladestationen (Elektrotankstellen) betreiben dürften. Wenn man den Betrieb einer Elektrotankstelle hingegen nicht als Teilfunktion des Netzes ansieht, wäre der Betreiber nicht den diesbezüglichen Pflichten unterworfen und könnte insbesondere einen einheitlichen Preis für seine Gesamtleistung bestimmen und in der Höhe frei festlegen.

Im Ergebnis²⁷⁰ besteht die Funktion der Ladetankstelle jedoch lediglich darin, Elektrizität aus dem Netz an eine unbestimmte Anzahl von Kunden abzugeben, damit diese ihre Fahrzeugbatterien beladen können bzw. um beim Vehicle-to-Grid-Konzept die Rückspeisung ins Netz zu ermöglichen und so die fluktuierenden Erzeugungsanlagen als temporäres Speichermedium zu unterstützen. Die Ladestation ermöglicht hingegen nicht die Weiterverteilung von Elektrizität und damit auch nicht die Versorgung von Kunden im herkömmlichen Sinn. Damit ist sie u.E. nicht als Teil des regulierten Energieversorgungsnetzes²⁷¹ zu qualifizieren, zumal dieses zur Sicherstellung des Betriebs nicht auf die Ladestationen angewiesen ist, sodass sich in weiterer Folge der Betreiber auch nicht den regulatorischen Vorgaben wie ein Netzbetreiber unterwerfen muss. Vielmehr

²⁶⁹ Vgl. etwa § 31 i.V.m. § 33 Abs. 2 Z 1 Oö. EIWOG 2006-Novelle 2012.

²⁷⁰ Zur ausführlichen Prüfung: *Feller/de Wyl/Missling*, Elektromobilität, ZNER 2010, 240 ff.; dazu auch: *Keil/Schmelzer*, Elektromobilität – Teil 2, ZNER 2010, 563 ff.; *Michaels/de Wyl/Ringwald*, Elektromobilitätsanlagen, DöV 2011, 831 ff.

²⁷¹ A.A. *Bernegger/Masecke*, „Elektro-Tankstellen“, RdU 2012, 141 (144); *Hauenschild*, E-Tankstellen, FÖE 2011 H 10, 33 (34); *von Hoff*, Elektromobilitätstankstellen, ZNER 2009, 341 (342).

unterfällt der Betrieb einer Ladestation nach verbreiteter Meinung als freies Gewerbe der Gewerbeordnung 1994 und muss bei der zuständigen Bezirksverwaltungsbehörde²⁷² angemeldet werden. Die Errichtung der Ladestation muss als gewerberechtliche Betriebsanlage genehmigt werden.²⁷³

Da die Ladestation kein Teil des Elektrizitätsnetzes ist und somit nicht den energiewirtschaftlichen Regulierungsvorschriften unterfällt, ist der Betreiber einer Ladestation weder verpflichtet, mögliche Entgelte für die Nutzung der Ladestation nach den Vorgaben der SNE-VO zu bestimmen noch freien Zugang zu der Ladestation nach § 15 EIWOG 2010 zu gewähren. Dennoch wäre es vom rechtspolitischen Standpunkt i.S.d. Implementierung von Smart Grids für die Marktdurchdringung mit Elektrofahrzeugen wichtig, zu gewährleisten, dass alle Kunden freien Zugang zu sämtlichen Ladestationen haben und auch die Ladesäulen von anderen Energieversorgungsunternehmen oder Elektrotankstellenbetreibern benutzt werden können.

bb. Datenschutzrecht

Darüber hinaus müssen im Rahmen der Elektromobilität Fragen des Datenschutzes berücksichtigt werden, da es prinzipiell möglich wäre, aufgrund des Ladevorgangs ein Verhaltens- und Bewegungsprofil des jeweiligen Nutzers zu erstellen.²⁷⁴ Dies ist deshalb der Fall, da heute noch keine Bezahlung mittels Bargeld möglich ist. Anhand dieser Daten ist rekonstruierbar, zu welchem Zeitpunkt sich der Nutzer an welchem Ort aufgehalten hat. Aus diesem Grund handelt es sich um Daten, die Rückschlüsse auf die Lebensgewohnheiten und Bewegungsprofile des Nutzers liefern können. Fraglich ist, wie diese Daten rechtlich geschützt werden. Das EIWOG 2010 sieht weder für ein intelligentes Stromnetz noch für die Elektromobilität datenschutzrechtliche Bestimmungen vor. Daher bedarf es des Rückgriffs auf das Datenschutzgesetz als *lex generalis*, ob die Erfassung und Speicherung dieser personenbezogenen Daten i.S.d. DSG 2000 datenschutzrechtlich zulässig ist.

²⁷² § 333 GewO 1994.

²⁷³ Die Ladestation ist je nach Art seiner Ausführung als Automat i.S.d § 52 GewO zu qualifizieren, dessen Aufstellung der Behörde anzuzeigen ist. Diese Anzeige ersetzt aber nicht die Betriebsanlagengenehmigung nach § 74 GewO. So auch *Urbantschitsch*, Elektromobilität, ZVR 2010/155, 316 (319).

²⁷⁴ Ausführlich dazu: *Raabe et al.*, Datenschutz, 129 ff.

Grundsätzlich sieht § 1 Abs. 1 DSG 2000 vor, dass jedermann Anspruch auf Geheimhaltung der ihn betreffenden personenbezogenen Daten hat, soweit ein schutzwürdiges Interesse daran besteht. Allerdings normiert § 8 DSG 2000, dass ein solches schutzwürdiges Geheimhaltungsinteresse bei Verwendung derartiger hier in Rede stehender nicht-sensibler Daten u.a. dann nicht verletzt ist, wenn der Halter des Elektroautos der Verwendung seiner Daten zugestimmt hat²⁷⁵ oder wenn ein überwiegendes berechtigtes Interesse des Auftraggebers oder eines Dritten die Verwendung dieser Daten erforderlich macht²⁷⁶. Dies bedeutet, dass eine (ausdrückliche oder konkludente) Zustimmung des Fahrzeughalters immer die Erfassung und Verarbeitung der personenbezogenen Daten während des Ladevorgangs i.S.d. DSG 2000 rechtfertigt. Das gilt sowohl für den Fall des Benutzens einer öffentlichen Elektrotankstelle, indem der Fahrzeughalter ganz bewusst den Ladevorgang startet und damit konkludent seine Zustimmung zur Datenerfassung und -verarbeitung erteilt. Dies gilt aber auch, wenn der Fahrzeughalter das Elektrofahrzeug in der privaten Garage ansteckt und dem Netzbetreiber ausdrücklich gestattet, sein Fahrzeug dann zu laden, wenn die Situation im Netz günstig ist (diesbezüglich kann der Fahrzeughalter bestimmen, dass sein Fahrzeug z.B. am nächsten Morgen zu einer bestimmten Uhrzeit geladen ist; wann der Netzbetreiber den Ladevorgang dafür startet, ist dem Fahrzeughalter dabei aber egal). Der Rechtfertigungsgrund der Zustimmung gilt auch im Falle des Vehicle-to-Grid-Konzepts. Hierbei stellt der Fahrzeughalter sein Fahrzeug dem Netzbetreiber abhängig von der Netzsituation nicht nur zum Laden (als Speicher), sondern auch zum Entladen (zur Überbrückung von zu wenig Stromproduktion) zur Verfügung. Gerade bei der Vehicle-to-Grid-Methode ist sich der Fahrzeughalter bewusst, dass der Netzbetreiber viele Daten über sein privates Verhalten sammelt, da er sein Fahrzeug zuvor ausdrücklich zur Benutzung der Vehicle-to-Grid-Methode dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt hat. Daneben greift allerdings auch der Rechtfertigungsgrund des § 8 Abs. 1 Z 4 DSG 2000, da die Erfassung und Verarbeitung der Daten für die Abrechnung des Strombezugs durch den Netzbetreiber, einen Stromlieferanten oder einen Telefonanbieter (bei Abrechnung des Strombezugs über die Telefonrechnung) erforderlich ist.

Davon abgesehen muss aber ohnehin festgehalten werden, dass der Netzbetreiber die erfassten Daten entsprechend des Zweckbindungsgrundsatzes des § 6 DSG 2000 nur für seine Geschäftszwecke – und nicht z.B. zur Herstellung von Bewegungsprofilen – verwenden darf. Vom rechtspolitischen Standpunkt her ist schließlich anzumerken, dass sich weit vollständigere und präzisere Bewegungsprofile z.B. durch Heranziehung von

²⁷⁵ § 8 Abs. 1 Z 2 DSG 2000.

²⁷⁶ § 8 Abs. Z 4 DSG 2000.

Mobilfunkdaten oder Smartphone-Daten erheben lassen, gegen deren Verwendung durch Mobilfunkbetreiber üblicherweise auch keine Bedenken von den Nutzern erhoben werden. Vom verfassungsrechtsdogmatischen Standpunkt aus betrachtet lässt sich jedenfalls festhalten, dass dann, wenn – wie das offenkundig der Fall ist – die Potenz zur Herstellung von Bewegungsbildern, wie sie die Benutzung von Mobiltelefonen bietet, verfassungskonform darstellbar ist, dies umso mehr für die vergleichsweise lückenhaften Bewegungsprofile aus Elektromobilität (eigentlich müsste man eher von Tankpunkten denn von einem Bewegungsprofil sprechen) gelten. Nochmals sei betont, dass all das, was technisch möglich wäre, im Übrigen ohnehin nicht rechtlich zulässig ist. Der Elektrotankstellenbetreiber darf die personenbezogenen Daten des Elektrotankers nur für simple Abrechnungszwecke benutzen; diese Nutzung ist datenschutzrechtlich unproblematisch darstellbar. Der Missbrauchsfall darf also nicht als Standardfall unterstellt werden. Schließlich verlangt das Datenschutzrecht ohnehin Vorkehrungen gegen Missbrauchsmöglichkeiten (Datensicherheit).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Erfassung und Verarbeitung der personenbezogenen Daten im Zusammenhang mit der Elektromobilität prinzipiell nicht dem DSGVO 2000 widerspricht, da die Verwendung der Daten gerechtfertigt werden kann. Dies vor allem durch die Erteilung der (ausdrücklichen oder konkludenten) Zustimmung des Nutzers zur Erfassung und Verarbeitung der Daten. Darüberhinaus rechtfertigt auch die Erforderlichkeit der entsprechenden Daten zur Abrechnung des Strombezugs eine Verwendung der personenbezogenen Daten.

c. Power-to-Gas-Technologie

Im Gegensatz zum Stromnetz ist das Erdgasnetz bereits heute europaweit für Transport- und Speicherzwecke ausgebaut. Daher bietet sich die Power-to-Gas-Technologie als attraktive Methode an, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energieträgern mittels Wasser und CO₂ in synthetisches Methan umzuwandeln und anschließend als Erdgassubstitut im Erdgasnetz – auch über einen längeren Zeitraum hinweg – zu speichern.²⁷⁷ Nach der Speicherung ist im Weiteren die Nutzung des synthetischen Methans als Heiz- oder Kraftstoff genauso möglich wie die Rückverstromung zu Zeiten geringer

²⁷⁷ Ausführlich dazu u.a.: *Tichler*, Power-to-Gas-Technologie, in: Steinmüller/Hauer/Schneider, *Energiewirtschaft* 2011, 85 ff.; *Kuhnhenne/Ecke*, Power-to-Gas, *energie/wasser-praxis* 7/8 2011, 8 ff.; *Müller-Syring et al.*, Power to Gas, *energie/wasser-praxis* 4/2011, 72 ff.; *Thomas*, Erneuerbares Gas, *ZNER* 2011, 608 ff.

Produktion aus erneuerbaren Energien. Durch die Power-to-Gas-Technologie wachsen die Energiesysteme von Strom und Gas zusammen.

Im Gegensatz zu Deutschland besteht derzeit in Österreich noch keine Power-to-Gas-Anlage. Dies liegt daran, dass die Zusammensetzung des synthetischen Methans die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit nach den ÖVGW-Richtlinien G31 und G33 nicht erfüllt. Das synthetische Methan setzt sich folgt zusammen:

CH₄: 92 %

CO₂: 4 %

H₂: 4 %

Nach § 28 Abs. 3 GWG 2011 haben die allgemeinen Verteilernetzbedingungen insb. „jene Qualitätsanforderungen [zu enthalten], die für die Einspeisung und den Transport von Erdgas und biogenen Gasen zu gelten haben“. Die Allgemeinen Netznutzungsbedingungen verweisen in dieser Frage auf die Sonstigen Marktregeln²⁷⁸. Die „Sonstigen Marktregeln Gas“, Teil 6: Technisches Regelwerk, Seite 3, verweisen ihrerseits auf die Richtlinien G31 („Erdgas in Österreich“) und G33 der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (ÖVGW).

Aus diesen Richtlinien ergeben sich folgende Werte:

- Grenzwerte:
 - Grenzwert für Kohlenstoffdioxid: $\leq 2,0$ % Mol-Anteil (ÖVGW G31)
 - Grenzwert für Wasserstoff: $\leq 4,0$ % Mol-Anteil (ÖVGW G31)
 - Grenzwert für Sauerstoff: $\leq 0,5$ % Mol-Anteil (ÖVGW G31)
 - Grenzwert für Methan: ≥ 96 % Mol-Anteil (ÖVGW G33)
[der Methangehalt kann auch geringer sein, wenn der Brennwert $> 10,7$ trotzdem erreicht wird]
- Brennwert:
 - 10,7 bis 12,8 kWh/m³ (ÖVGW G31)

Diese vorgegebenen Werte haben in Österreich folgende Konsequenzen:

- Aufgrund des hohen Kohlendioxidanteils von 4 % werden die Anforderungen der ÖVGW G31 nicht erfüllt und somit darf synthetisches Methan in Österreich nicht in das Erdgasnetz eingespeist werden.

²⁷⁸ Vgl. z.B. Punkt XIII Abs. 3 der von der E-Control bereitgestellten Musterbedingungen.

- Gemäß der ÖVGW G33 wäre der 92 %-Methan-Gehalt kein Hindernis für eine Einspeisung, wenn der CO₂-Anteil ≤ 2 % wäre und alle anderen Grenzwerte eingehalten würden, sofern zur Sicherstellung des Brennwertes brennbare Gase wie Wasserstoff vorhanden sind.
- Somit muss für eine Netzeinspeisung das synthetische Methan aufbereitet und konditioniert werden, um die Anforderungen der ÖVGW G33 zu erfüllen.

Das synthetische Methan erfüllt grds. die Voraussetzungen zur Einspeisung nur nach Aufbereitung und Konditionierung oder bei entsprechender Anpassung der ÖVGW-Richtlinien. Aber selbst wenn das synthetische Methan auf die vorgegebenen Grenzwerte aufbereitet und konditioniert würde, dürfte es in Österreich immer noch nicht in das Erdgasnetz eingespeist werden. Das liegt daran, dass § 27 GWG 2011²⁷⁹ den Netzzugang bisher nur für Erdgas und Biogas ermöglicht. Es bedürfte somit auch einer Gleichstellung des synthetischen Methans mit Biogas, so wie es in Deutschland der Fall ist. Nach § 3 Z 10c EnWG ist Biogas u.a. synthetisches Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid jeweils nachweislich aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG stammen.

Um eine solche Power-to-Gas-Technologie als Speicheroption in Österreich einführen zu können, bedürfte es somit zunächst einer Aufbereitung und Konditionierung des synthetischen Methans auf die vorgegeben Grenzwerte und sodann einer gesetzlichen Gleichstellung mit Biogas, um in das Erdgasnetz einspeisen zu können.

Auch wenn der Wirkungsgrad bei der Rückverstromung lediglich 35 % beträgt, darf nicht vergessen werden, dass die Überproduktion bei nicht ausreichend vorhandenen Speichermöglichkeiten gar nicht nutzbar und somit vollkommen verloren wäre. Darüber hinaus ermöglicht diese Technologie – im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken – die Verwendung des synthetischen Methans auch im Wärme- und Verkehrsbereich.

²⁷⁹ Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), BGBl. I 2011/107.

Der deutsche Gesetzgeber hat die Vorteile dieser Speichertechnologie bereits erkannt²⁸⁰ und hat das synthetische Methan in § 3 Z 10c EnWG dem Biogas gleichgestellt, sofern der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Laut der Gesetzesbegründung erfordert „weit überwiegend“ einen Anteil von mindestens 80 %.²⁸¹ Unter Einhaltung dieser Voraussetzung ist die Power-to-Gas-Anlage u.a. nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG von den Entgelten für den stromseitigen Netzzugang für 20 Jahre freigestellt, wenn die Anlage ab dem 04.08.2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen wird.²⁸² Zudem ist die Power-to-Gas-Anlage (zeitlich unbefristet) von den Einspeiseentgelten in das Gasnetz, an das sie angeschlossen ist, befreit.²⁸³ Darüber hinaus sind als Anschubförderung ein Gaseinspeisegesetz (EEGasG) für die Einspeisung von erneuerbar erzeugtem Methan und Wasserstoff und ein Gesetz zur Förderung von Stromspeichern²⁸⁴ geplant.

4. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge

Die Reduzierung des Netzausbaus auf ein wirtschaftlich vertretbares Ausmaß erfordert neben der gesetzlichen Implementierung eines Einspeisemanagements die Stärkung der bestehenden und die Forcierung neuer Speichertechnologien. So ist es erforderlich, für die beschriebenen Speicher gesetzliche Regelungen, wie im obigen Kapitel ausführlich beschrieben, zu treffen. Dazu gehört unter anderem die Anordnung, dass Pumpspeicherkraftwerke keine Endverbraucher sind, Regelungen hinsichtlich des Ladevorgangs von Elektromobilen sowie die Gleichstellung von synthetischem Methan mit Biogas.

IV. Nachfrageseitiges Lastmanagement

Neben dem Einspeisemanagement liegt eine weitere Möglichkeit, Lastspitzen zu vermeiden und den kostenintensiven Netzausbau zu verringern, darin, eine Verhaltensänderung der Verbraucher zu bewirken, sodass sich in Zukunft die Stromnachfrage nach dem Angebot an Strom (aus regenerativen Quellen) richtet. Dabei handelt es sich um eine vergleichsweise kostengünstige Maßnahme, da keine hohen Investitionskosten in Anlagen erforderlich sind,

²⁸⁰ Ausführlich zu dem rechtlichen Rahmen einer Power-to-Gas-Anlage in Deutschland: *Sailer*, Energiespeicherung, ZNER 2012, 153 (154 ff.); *Valentin/von Bredow*, Power-to-Gas, ET 12/2011, 99 ff.

²⁸¹ BT-Drucks. 17/6072, 50.

²⁸² Zur Befreiung von den Netzentgelten siehe *Sailer*, Energiespeicherung, ZNER 2012, 153 (155 ff.) und *Thomas*, Erneuerbares Gas, ZNER 2011, 608 (613 f.).

²⁸³ § 116 Abs. 6 S. 8 EnWG.

²⁸⁴ Der Gesetzesentwurf soll bis Oktober 2012 vorliegen.

sondern nur die Verbrauchernachfrage beeinflusst werden soll.²⁸⁵ Je besser sich die Verbraucher an die volatile Erzeugung anpassen, desto besser wird die Integration der erneuerbaren Energiequellen in das Versorgungssystem gelingen.²⁸⁶ Dies kann auf zwei verschiedene Arten geschehen: Einerseits über eine „freiwillige“ Verhaltensänderung durch die Verbraucher, welche über finanzielle Anreize dazu animiert werden können, andererseits könnte ein solches Lastmanagement von Speicherung und Verbrauch einseitig durch den Netzbetreiber erfolgen.

1. Verhaltensänderung der Verbraucher durch finanzielle Anreize

Die Verbraucher können mit monetären Anreizen animiert werden, künftig ihren Verbrauch flexibel an das Erzeugungsangebot anzupassen. Dadurch könnten Lastspitzen vermieden und eine gleichmäßige Netzauslastung erreicht werden. Damit wird auch zur Reduzierung des Netzausbaus beigetragen. Flexibel könnten Verbraucher gerade mit solchen Tätigkeiten reagieren, die zeitlich verschiebbar sind, wie z.B. Spülen, Waschen und Trocknen. Um aber überhaupt für den eigenen Stromverbrauch sensibilisiert zu werden und diesen sodann reduzieren oder verlagern zu können, muss sowohl der Verbraucher Kenntnis über seinen jeweils aktuellen Stromverbrauch haben als auch der Netzbetreiber und der Lieferant müssen das Abnahmeverhalten des einzelnen Verbrauchers im Detail kennen, um variable Netzentgelte und variable Strompreise anbieten bzw. abrechnen zu können. Voraussetzung für die Durchführung eines nachfrageseitigen Lastmanagements ist daher die Nutzung von intelligenten Stromzählern (Smart Meter).²⁸⁷

Neben einer effizienten Steuerung der vernetzten Komponenten ist das flexible Lastmanagement aber nur im Rahmen eines Smart Grid möglich.²⁸⁸

a. Variable Netzentgelte als Anreiz zur Verhaltensänderung

Im Folgenden wird nun die Rechtslage in Österreich im Hinblick auf die Möglichkeiten einer Einführung von variablen Netzentgelten analysiert und anschließend vergleichsweise die rechtliche Situation in Deutschland dargestellt:

²⁸⁵ *Berger*, Stromerzeugung, VEÖ Journal, 11-12/2008, 36 (38).

²⁸⁶ *B.A.U.M. Consult GmbH*, Smart Energy made in Germany, 20.

²⁸⁷ *Benz*, Intelligente Stromzähler, ZUR 2008, 457 (458); *Kudlicza*, Intelligente Balance, VEÖ Journal, 03/2010, 38 (38); *Müller*, Interesse geweckt, Energie & Management 13-14/2011, 25; *Wiesemann*, IT-rechtliche Rahmenbedingungen, MMR 2011, 355. Ausführlich zum Thema „Smart Metering im Smart Grid“ siehe Kapitel 6.

²⁸⁸ *Güneysu/Wieser*, Smarte Preise, ZNER 2011, 417.

aa. Rechtslage in Österreich

Die Entgeltkomponenten der Systemnutzungsentgelte sind seit der Neuerlassung des EIWOG 2010 in den §§ 51 ff. EIWOG 2010 geregelt. Die einzelnen Entgelte hingegen werden durch eine Verordnung – derzeit die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 (SNE-VO 2012)²⁸⁹ der Regulierungsbehörde – als Fix- oder Höchstpreis bestimmt. Gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 bestimmt sich das Systemnutzungsentgelt²⁹⁰ aus dem

- Netznutzungsentgelt (gem. § 52 Abs. 1 EIWOG 2010 nur von den Entnehmern zu entrichten),
- Netzverlustentgelt (gem. § 53 Abs. 1 EIWOG 2010 nur von den Entnehmern sowie von Einspeisern ab 5 MW zu entrichten),
- Netzzutrittsentgelt (gem. § 54 Abs. 1 EIWOG 2010 sowohl von den Entnehmern als auch den Einspeisern zu entrichten),
- Netzbereitstellungsentgelt (gem. § 55 EIWOG 2010 nur von den Entnehmern zu entrichten),
- Systemdienstleistungsentgelt (gem. § 56 EIWOG 2010 nur von den Einspeisern ab 5 MW zu entrichten),
- Entgelt für Messleistungen (gem. § 57 EIWOG sowohl von Einspeisern als auch Entnehmern zu entrichten) und dem
- Entgelt für sonstige Leistungen (gem. § 58 EIWOG ebenfalls von Einspeisern und Entnehmern zu entrichten).

(1) Netznutzungsentgelt (§ 52 EIWOG 2010)

Durch das Netznutzungsentgelt werden dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abgegolten (§ 52 Abs. 1 EIWOG 2010). Das Entgelt ist von den Entnehmern je Zählpunkt zu entrichten und ist entweder arbeitsbezogen oder arbeits- und leistungsbezogen festzulegen. Seit der Neuerlassung des EIWOG 2010 ist in § 52 leg. cit. auch erstmals festgelegt, dass die Regulierungsbehörde das Entgelt unter Berücksichtigung einheitlicher Tarifstrukturen zeitvariabel und/oder lastvariabel gestalten kann.

²⁸⁹ Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012, SNE-VO 2012), BGBl. II 2011/440.

²⁹⁰ Ausführlich zu den Systemnutzungstarifen im „alten“ EIWOG *Würthinger*, Systemnutzungstarife, 26 ff.

Nach der geltenden SNE-VO 2012 setzt sich das Netznutzungsentgelt aus einem Grundpreis und einen Arbeitspreis je kWh zusammen. Die Tarife variieren je Netzebene, je Netzbereich sowie nach gemessener (Lastprofilzähler) und nicht gemessener Leistung (Standardlastprofil). Weiters gibt es eigene Entgeltansätze für unterbrechbare Strombezüge. Gemäß § 3 Z 7 SNE-VO 2012 wird der Begriff „unterbrechbar“ für den Umstand verwendet, dass der Netzbetreiber berechtigt und technisch dazu in der Lage ist, die Nutzung des Netzes jederzeit oder zu vertraglich vorherbestimmten Zeiten zu unterbrechen. Nach der eingangs gewählten Definition beinhaltet das Netznutzungsentgelt somit bereits jetzt einen gesonderten Netzentgeltansatz, welcher z.B. auf die Warmwasseraufbereitung oder auf Wärmepumpen angewendet wird. Die bereits bestehende Norm ließe auch die Steuerung des Strombezugs z.B. von Kühlhäusern oder Elektrofahrzeugen zu, um so eine ausgewogene Netzauslastung zu erreichen. Voraussetzung dafür ist das Vorhandensein einer technischen Einrichtung, durch welche der Netzbetreiber steuern kann und eine entsprechende vertragliche Vereinbarung über die Unterbrechbarkeit. Derzeit enthält das Netznutzungsentgelt jedoch keine darüber hinausgehenden variablen Entgelte, obwohl der Rechtsrahmen des EIWOG 2010 diese Möglichkeit in § 52 Abs. 1 leg. cit. ausdrücklich zulässt. Die Einführung variabler Netznutzungsentgelte in Abhängigkeit der Auslastung des Netzes ist der Regulierungsbehörde übertragen, welche solche Entgelte im Rahmen der SNE-VO 2012 festlegen kann.

(2) Netzverlustentgelt (§ 53 EIWOG 2010)

Das Netzverlustentgelt dient dazu, jene Kosten abzudecken, die dem Netzbetreiber für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen. Das Entgelt ist von Entnehmern sowie von Einspeisern ab 5 MW zu leisten und ist arbeitsbezogen festzulegen.

Die Höhe des Netzverlustentgeltes wird in Cent/kWh je Netzebene und Netzbereich von der Regulierungsbehörde festgelegt. § 53 EIWOG 2010 enthält im Gegensatz zu § 52 leg. cit. keine Ermächtigung an die Regulierungsbehörde, das Netzverlustentgelt zeitvariabel und/oder lastvariabel zu gestalten. Aus diesem Grund ist die Einführung von zeit- bzw. lastvariablen Netzverlustentgelten nach der derzeitigen Rechtslage nicht möglich, zumal eine lastabhängige Differenzierung dieses auf physikalische Netzverluste bezughabenden Entgelts ohnedies nicht nahe liegt.

Die nun folgenden weiteren Komponenten des Systemnutzungsentgeltes werden der Vollständigkeit halber inhaltlich kurz gelistet. Aufgrund ihrer Konzeption (z.B. als einmalige Entgelte) oder der ihnen immanenten Zweckbestimmung (z.B. Abgeltung der Aufwendungen für Messleistungen) weisen sie jedoch keinen Bezug zur Lastsituation auf und sind daher nicht geeignet, mit dieser Stoßrichtung variabel gestaltet zu werden.

(3) Netzzutrittsentgelt (§ 54 EIWOG 2010)

Dieses Entgelt ist von den Netzbenutzern für die erstmalige Herstellung eines Anschlusses an das Netz oder der Abänderung eines Anschlusses in Folge der Erhöhung der Anschlussleistung einmalig zu entrichten und wird aufwandsorientiert verrechnet.

(4) Netzbereitstellungsentgelt (§ 55 EIWOG 2010)

Das Netzbereitstellungsentgelt leisten die Entnehmer für die Erstellung des Netzanschlusses oder bei Überschreitung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung als leistungsbezogenen Pauschalbetrag. Dies ist notwendig für den bereits erfolgten sowie zukünftig notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses. Es bemisst sich nach dem vereinbarten Ausmaß der Netznutzung.

(5) Systemdienstleistungsentgelt (§ 56 EIWOG 2010)

Das Systemdienstleistungsentgelt dient dem Regelzonenführer dazu, jene Kosten abzudecken die sich daraus ergeben, dass Schwankungen durch eine Sekundärregelung auszugleichen sind. Es beinhaltet die Kosten für die Bereithaltung der Leistung und jenen Anteil der Kosten für die erforderliche Arbeit, der nicht durch die Entgelte für Ausgleichsenergie aufgebracht wird. Es ist arbeitsbezogen zu bestimmen und ist von Einspeisern mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW zu entrichten. Damit scheiden aber nach geltender Rechtslage PV-Anlagen typischerweise und Windkraftbetreiber teilweise von vornherein von diesbezüglichen Steuerungsmaßnahmen aus, wenn und weil ihre Anschlussleistung unter diesem Wert liegt. Um auch diese in das Systemdienstleistungsentgelt einbeziehen zu können, bedürfte es einer entsprechenden Gesetzesänderung.

(6) Entgelt für Messleistungen (§ 57 EIWOG 2010)

Durch das vom Netzbenutzer zu entrichtende Entgelt für Messleistungen werden dem Netzbetreiber jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zählerinrichtungen einschließlich notwendiger Wandler, der Eichung und der Datenauslesung verbunden sind. Die festgesetzten Entgelte sind Höchstpreise und gelten für die jeweils eingesetzte Art der Messung.

Auf das Entgelt für sonstige Leistungen (§ 58 EIWOG 2010) wird an dieser Stelle nicht weiter eingegangen.

bb. Rechtslage in Deutschland

Im geltenden deutschen Rechtsrahmen werden Netzentgelte nur von den Entnehmern getragen. Allerdings hält es die *Bundesnetzagentur* für diskutabel, in Zukunft auch die Einspeiser finanziell an den Netzkosten zu beteiligen²⁹¹, zumal sie es sind, die die Netzengpässe und den Netzausbau verursachen.

Grundsätzlich richtet sich die Ermittlung der zu zahlenden Netzentgelte nach §§ 15 bis 17 StromNEV²⁹². Darüber hinaus bestehen folgende besondere Varianten der Zahlungen von Netzentgelten: Nach § 14a EnWG haben die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt²⁹³ zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zwecke der Netzentlastung gestattet wird. Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung in diesem Sinne gelten auch Elektromobile. Diese Regelung soll „erste Voraussetzungen für eine so genannte intelligente Netzsteuerung im Bereich der Verteilernetze“²⁹⁴ schaffen. Allerdings muss die Steuerung für die Lieferanten und Letztverbraucher zumutbar sein und kann direkt vom Netzbetreiber oder durch Dritte²⁹⁵ auf Geheiß des Netzbetreibers erfolgen. Mit einem

²⁹¹ *Bundesnetzagentur*, „Smart Grid“ und „Smart Market“, 19.

²⁹² Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690) geändert worden ist.

²⁹³ Dies ist ein fixer (also nicht schwankender) Netztarif, den der Netzbetreiber für netzfreundliche Abnahmestrukturen gewähren kann.

²⁹⁴ BT-Drucks. 17/6072, 73.

²⁹⁵ Insbesondere durch den Lieferanten.

solchen reduzierten Netzentgelt soll also ein netzfreundliches Verhalten bzw. die Bereitstellung von Speichern zur gleichmäßigen Auslastung des Netzes belohnt werden. Die Reduzierung des Netzentgelts für diese Gruppe hat zwar automatisch eine Erhöhung des Netzentgeltes für die anderen Kunden zur Folge, allerdings hilft eine derartige Maßnahme, den Netzausbau zu reduzieren und damit den Netzbetrieb wirtschaftlich zu gestalten, was am Ende sogar eventuell sinkende Netzentgelte für alle Netzbenutzer zur Folge haben könnte.²⁹⁶ Näheres soll eine Rechtsverordnung nach § 21i Abs. 1 Z 9 EnWG regeln, wobei darauf Bedacht zu nehmen ist, dass bei der Umsetzung u.a. einfache und diskriminierungsfreie Regelungen getroffen werden, um einen erhöhten administrativen Aufwand und wettbewerbsverzerrende Ergebnisse zu vermeiden.²⁹⁷

§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV sieht die Möglichkeit eines individuellen Netzentgeltes²⁹⁸ für Letztverbraucher vor, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass sein Höchstlastbeitrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Allerdings darf dieses individuelle Netzentgelt nicht weniger als 20 % des veröffentlichten Netzentgeltes betragen. Die Vereinbarung eines individuellen Netzentgeltes bedarf der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde.²⁹⁹ Mittels des individuellen Netzentgeltes wird dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzbenutzers Rechnung getragen.

Neben der Variante des individuellen Netzentgeltes besteht nunmehr für große stromintensive Letztverbraucher die Möglichkeit der Befreiung von den Netzentgelten³⁰⁰ nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV. Voraussetzung dafür ist, dass ihre Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle die Benutzungsstundenzahl von min. 7000 Stunden erreicht und der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle 10 Gigawattstunden übersteigt. Die Befreiung von den Netzentgelten erfordert die vorherige Genehmigung durch die Regulierungsbehörde.

²⁹⁶ So auch *Bundesnetzagentur*, „Smart Grid“ und „Smart Market“, 20.

²⁹⁷ Ebenda.

²⁹⁸ Ausführlich dazu: *Bundesnetzagentur*, Leitfaden zur Genehmigung, 3 ff.; *Günesysu/Wieser*, *Smarte Preise*, ZNER 2011, 417 (420 f.).

²⁹⁹ § 19 Abs. 2 S. 3 StromNEV.

³⁰⁰ Ausführlich dazu: *Bundesnetzagentur*, Leitfaden zur Genehmigung, 3 ff.

Somit sind in der StromNEV keine last- und/oder zeitvariablen Netzentgelte vorgesehen, sodass diesbezügliche Anreize der Netzbenutzer, ihr Abnahmeverhalten an die Erzeugung anzupassen, bisher fehlen. Daher wird für die Zukunft die Konstruktion eines variablen Netzentgeltes überlegt. Dabei würde das Entgelt für die Netznutzung in Abhängigkeit der Netzauslastung schwanken: Je näher also die Netze an ihre Kapazitätsgrenze geraten, umso teurer wird die Nutzung.³⁰¹ Allerdings wird ein variables Netzentgelt von der *Bundesnetzagentur* aufgrund des umfangreichen administrativen Aufwands der Bildung, Übermittlung und Abrechnung nicht befürwortet und die Kundenakzeptanz in Frage gestellt.³⁰²

b. Variable Strompreise als Anreiz zur Verhaltensänderung

Über variable Strompreise könnte der Verbraucher motiviert werden, bestimmte Geräte zu Spitzenlastzeiten abzuschalten. Folglich könnten variable Strompreise die Flexibilität auf der Abnahmeseite erhöhen. Im Gegensatz zu den Netzentgelten sind die Strompreise nicht reguliert. Zudem können sie privatautonom festgesetzt werden und richten sich nach dem Markt.

aa. In Österreich

Der Strompreis ist – im Gegensatz zu den Netzentgelten – jener Preis, den der Lieferant für den Verkauf der elektrischen Energie erhält. Der Strompreis wird von jeweiligen Lieferanten selbst festgesetzt, da der Strompreis seit der Liberalisierung keiner Preisregelung mehr unterliegt.³⁰³ Dies führt dazu, dass es rechtlich möglich ist, tageszeit- und lastabhängige variable Strompreise, anzubieten. Entsprechende gesetzliche Regelungen dazu gibt es im EIWOG 2010 aber nicht. Zu beachten ist bei der Einführung von variablen Strompreisen jedoch, dass § 81 EIWOG 2010 Bestimmungen zu den Mindestanforderungen an Rechnungen enthält, welcher z.B. die verpflichtende Angabe des Energiepreises in Cent/kWh auf der Rechnung vorsieht, wodurch der Kunde für Zwecke der Preistransparenz in der Rechnung umfassend über die Höhe des Energiepreises informiert werden muss. Aus diesem Grund ist bei der Einführung von variablen Strompreisen zu beachten, dass die Kunden gem. den Vorgaben des EIWOG 2010 auf der Rechnung hinreichend genau über

³⁰¹ *Bundesnetzagentur*, „Smart Grid“ und „Smart Market“, 19.

³⁰² Ebenda, 20.

³⁰³ Vgl. *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 45 Rz. 10.

den Energiepreis, über den abgerechnet wird, informiert wird. Dies wird bei variablen Strompreisen (zumindest) schwieriger.

Eine faktische Voraussetzung für zeitvariable Strompreise ist der Einsatz (die Einsatzmöglichkeit) hinreichender intelligenter Messsysteme. Für einfache Preisdifferenzierungen (z.B. Tagstrom/Nachtstrom) können herkömmliche Messsysteme ausreichen, kompliziertere Tarifsysteme, insbesondere angebotsabhängige und fließende Tarifgestaltungen setzen jedoch die Verbrauchserfassung durch intelligente Zähler (Smart Meter) voraus.

Jenseits elektrizitätsrechtlicher und technischer Vorgaben resultieren Schwierigkeiten für ein variables Strompreissystem aus konsumentenschutzrechtlichen Vorschriften. Zu denken ist insbesondere an das konsumentenschutzrechtliche Transparenzgebot des § 6 Abs. 3 KSchG³⁰⁴. Die vertragliche Abstimmung eines variablen, in seiner Höhe nicht von vornherein feststehenden Strompreises mit den konsumentenschutzrechtlichen Anforderungen an Bestimmtheit, Klarheit und Vorhersehbarkeit der Vertragsrechtslage verkomplizieren die Gestaltung von variablen Strompreisen erheblich. Die Rechtslage ist insofern nicht mit variablen Systemnutzungstarifen vergleichbar: Der variable Systemnutzungstarif beruht nämlich nicht auf privatautonomer Vereinbarung, sondern auf hoheitlicher (regulierungsbehördlicher) Festsetzung und unterliegt daher schon ex definitione nicht den konsumentenschutzrechtlichen Anforderungen des Transparenzgebotes. Die Regulierungsbehörde dürfte auch intransparente Systemnutzungstarife festsetzen.

De lege ferenda bedürfte die Einführung variabler Strompreiskonzepte im Sinne von Smart Grid-Systemen daher zwar keiner elektrizitätsrechtlicher Anpassungen, wohl aber – vorsichtig formuliert – empfehlen sich Klarstellungen im Konsumentenschutzrecht. Ansonsten könnte das einseitige Prozess- und Vertragsrechtsrisiko Stromlieferanten zu einer zurückhaltenden Strompreispolitik veranlassen, die aus der Perspektive des Smart-Grid-Gedankens als nachteilig empfunden werden mögen. In der praktischen Umsetzung ist weiters noch zu bedenken, dass ein Teil des Energieverbrauchs der Endverbraucher nicht verschiebbar ist.³⁰⁵ Selbst für den verschiebbaren Teil der Energienachfrage³⁰⁶ setzt die

³⁰⁴ Bundesgesetz vom 08.03.1979, mit dem Bestimmungen zum Schutz der Verbraucher getroffen werden (Konsumentenschutzgesetz - KSchG), BGBl. 1979/140 i.d.F BGBl. I 2011/100.

³⁰⁵ Beispiel: Das Frühstücksei muss in der Früh gekocht werden, die Zubereitung am Vormittag oder in der Nacht hat keinen Nutzen.

³⁰⁶ Z.B. der Einsatz der Waschmaschine oder einer Speicherheizung.

Nutzung echter variabler Tarife³⁰⁷ laufend Kenntnis des Verbrauchers vom Elektrizitätsdargebot = Strompreis voraus, eine Voraussetzung, die – so formuliert – für die Masse der Haushaltskunden jedenfalls unrealistisch ist. Ein systemflexibler Strompreis, verstanden als preismäßiges Anreizsystem, kann daher in der Praxis in relevantem Ausmaß nur in Kombination mit automatischen und/oder zentralen Steuerungen funktionieren. Der Endverbraucher muss sohin einen Teil seiner Nachfragesteuerungsautonomie aus ganz praktischen Gründen an eine Zentralstelle (sei es der Netzbetreiber, sei es eine andere Stelle) abtreten.

bb. In Deutschland

Nach § 40 Abs. 5 S. 1 EnWG haben Lieferanten unter Berücksichtigung der technischen Machbarkeit und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit den Letztverbrauchern einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Darunter fallen insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife.³⁰⁸ Unter einem lastvariablen Tarif versteht man aufgrund des Wortsinns einen Tarif, bei dem der Preis eine Funktion der Netzlast, somit eine Summe der von den Verbrauchern dem Netz jeweils entnommenen Arbeit, ist.³⁰⁹ Mit Hilfe eines solchen Tarifs kann sinnvoll zu einer ausgewogenen Netzlast beigetragen werden, da der zeitlich zu verlagernde Strombezug entweder in solche preislich günstige Zeiten verlegt wird, in denen der Gesamtverbrauch des Systems recht gering ist oder in denen das Angebot an regenerativ erzeugter Energie relativ hoch ist.³¹⁰ Ist der Preis hingegen aufgrund des hohen Gesamtverbrauchs des Systems oder des mangelnden Angebots an regenerativ erzeugter Energie hoch, so kann dieser Tarif auch zur Energieeinsparung animieren. Der tageszeitenabhängige Tarif wird hingegen aufgrund der nicht planbaren Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen nicht zu einer gleichmäßigen Netzauslastung beitragen können, da zu Zeiten, in denen der Strom billig wird, neue künstliche Lastspitzen erzeugt werden.³¹¹ Dieser Tarif bewirkt somit, dass die Verbraucher den Strom dann beziehen, wenn er billig ist, nicht aber, wenn er im Überfluss aus regenerativen Quellen zur Verfügung steht. Nähere Vorgaben hinsichtlich der flexiblen Tarife enthält diese Norm nicht. Aufgrund des Wortlauts „insbesondere“ ist zu schließen, dass sich die Lieferanten auch anderer Tarifkonzepte bedienen können. Zwingende Voraussetzung hinsichtlich des Angebots und der Abrechnung

³⁰⁷ Also nicht bloß simpler Tag/Nachtstromtarife oder Ähnliches.

³⁰⁸ Momentan werden jedoch in Deutschland keine lastvariablen Tarife, sondern nur zeitvariable Tarife angeboten.

³⁰⁹ *Tönnies*, Preisgestaltung, ZNER 2010, 259.

³¹⁰ Ebenda, 259 f.

³¹¹ So auch *Tönnies*, Preisgestaltung, ZNER 2010, 259 (260).

flexibler Tarife ist das Vorhandensein eines intelligenten Stromzählers, da nur damit eine zeitgenaue Ablesung des Abnahmeverhaltens des Verbrauchers möglich ist. Allerdings kann ein solcher Tarif dem Verbraucher nur dann überzeugend angeboten werden, wenn er die Möglichkeit hat, die Zusammensetzung des Tarifs nachzuvollziehen und damit in der Lage ist, sein Verbrauchsverhalten auch tatsächlich zu verlagern.³¹² Festzuhalten bleibt an dieser Stelle, dass Verbraucher dann den Anreiz haben, flexibel auf das Erzeugungsangebot zu reagieren, also den Strom möglichst dann zu verbrauchen, wenn ein großes Stromangebot aus erneuerbaren Energiequellen vorhanden ist, wenn sie einen entsprechenden Tarif wählen können. Mit Hilfe von Smart Metern und flexiblen Tarifen kann sowohl eine optimale Netzauslastung als auch eine Energieeinsparung gefördert werden.³¹³

c. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge

Im Rahmen des nachfrageseitigen Lastmanagements gilt es, um zu einer Reduktion des Netzausbaus beitragen zu können, vor allem eine freiwillige Verhaltensänderung der Verbraucher zu erreichen. Dies könnte sowohl durch variable Netzentgelte als auch durch variable Strompreise erzielt werden. Diesbezüglich lässt sich festhalten, dass von den einzelnen Systemnutzungsentgeltkomponenten lediglich das Netznutzungsentgelt geeignet ist, zu differenzieren, wie die Lastsituation im Netz gerade beschaffen ist. Von der Kann-Bestimmung im Rechtsrahmen des § 52 EIWOG 2010 wurde jedoch von der Regulierungsbehörde bei der Festlegung des Entgelts bisher nur zurückhaltend Gebrauch gemacht. Das Systemdienstleistungsentgelt, das immerhin einen sachimmanenten Bezug zu den Schwankungen im Netz hat, ist von Einspeisern, einschließlich Kraftwerkparcs mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW zu entrichten. Damit scheiden aber nach geltender Rechtslage PV-Anlagen typischerweise und Windkraftbetreiber teilweise von vornherein für diesbezügliche Steuerungsbemühungen aus, wenn und weil ihre Anschlussleistung unter diesem Wert liegt. Wollte man auch diese einbeziehen und variabel ausgestalten, bedürfte es dafür einer entsprechenden Gesetzesänderung, um auch kleinere Anlagen mit einzubeziehen. Alle anderen Entgeltkomponenten haben nach ihrer Zweckbestimmung keinen Bezug zur Lastsituation im Netz und scheiden daher bei sachlicher Betrachtung auch für eine diesbezügliche Differenzierung aus. Der Strompreis kann grundsätzlich variabel ausgestaltet werden, da es seit der Liberalisierung keine gesetzlichen Preisvorgaben mehr gibt. Allerdings wäre in diesem Zusammenhang eine Anpassung im

³¹² Güneysu/Wieser, *Smarte Preise*, ZNER 2011, 417 (418).

³¹³ Ebenda, 417 (419).

Konsumentenschutzgesetz empfehlenswert, um dem Transparenzgebot gerecht werden zu können.

2. Speicher- und Verbrauchssteuerung durch den Netzbetreiber

a. Vertragliche Vereinbarungen zwischen Kunden und dem Netzbetreiber

Freiwillige vertragliche Vereinbarungen zwischen Kunden und dem Netzbetreiber umfassen die Möglichkeit für den Netzbetreiber, in Spitzenlastzeiten und bei Engpässen auf bestimmte elektrische Geräte in Haushalten und Betrieben ferngesteuert zuzugreifen und diese ab- und/oder (je nachdem wieder) anzuschalten (sog. Demand Side Management). Dies geschieht in der Regel über eine Rundsteueranlage. Als Gegenleistung sind monetäre Anreize (etwa eine Reduktion des Systemnutzungsentgelts, des Strompreises oder eine positive Refundierung) angedacht. Die fremdbestimmte Speicher- bzw. Verbrauchssteuerung ist im österreichischen Elektrizitätsrecht im Allgemeinen nicht geregelt.³¹⁴ Unter einer fremdbestimmten Speicher- oder Verbrauchssteuerung versteht man, dass der Netzbetreiber in Situationen des Elektrizitätsüberschusses im Wege der Datenfernübertragung steuernd auf Speicheranlagen (z.B. auf Batterien von Elektroautos) oder auf Verbrauchsanlagen (z.B. Kühlhäuser) zugreift und damit eine Steigerung des Stromverbrauchs bewirkt. Im Falle des Elektrizitätsmangels könnte der Netzbetreiber den dort „gelagerten“ Strom wiederum „entziehen“ und zurück ins Elektrizitätsnetz speisen oder auch den Verbrauch drosseln.

Dieses Ab- und Zuschalten von Verbrauchern soll so weit wie möglich aufgrund vorheriger privater Vereinbarungen zwischen dem Netzbetreiber und dem Verbraucher erfolgen. Als Anreiz dafür könnten Preisanreize oder gar eigene Entgelte dienen, die der Netzbetreiber im Falle des Zugriffs auf die Speicher- oder Verbrauchsanlage an den Verbraucher zahlt. Aus der Perspektive des Energierichts steht solchen Praktiken (vertraglichen Vereinbarungen) im Prinzip nichts entgegen. Die Realisierung einer solchen Smart Grid-Teillösung ist damit abermals eher eine Frage technischer Machbarkeit bzw. der Kundenakzeptanz. In letzter Hinsicht ist insbesondere zu bedenken, dass Endverbraucher vielfach nicht bereit sein werden, für vergleichsweise nicht ins Gewicht fallende Strompreisreduktionen³¹⁵ auf den

³¹⁴ Ausnahme: Die Vorschriften des Energielenkungsgesetzes ermächtigen zur Speicher- und Verbrauchssteuerung, allerdings nur für besondere Krisensituationen, die im hier untersuchten Zusammenhang keine Bedeutung haben.

³¹⁵ Eine 10%ige Strompreisersparnis in einem durchschnittlichen Haushalt mag aufs Jahr gerechnet vielleicht € 50,00 ertragen.

(tatsächlichen oder auch nur psychologischen) Komfort jederzeitiger Strombezugsmöglichkeit zu verzichten. Abgesehen von diesen Hauptschwierigkeiten ist aus rechtlicher Perspektive einmal mehr³¹⁶ das Konsumentenschutzrecht zu nennen, das mit seinen (tatsächlich oder auch nur vermeintlich verbraucherfreundlichen) Regelungen wie etwa dem Transparenzgebot einer rechtssicheren Vertragsgestaltung erhebliche Schwierigkeiten in den Weg legt (bzw. die rein auf die Privatautonomie gestützten Anbieter solcher Leistungen mit erheblichen Risiken [= verminderter Rechtssicherheit] belastet). Auch wenn man naheliegender Weise geneigt ist, die Einführung eines Nachfragesteuerungssystems im Wege der Privatautonomie auszugestalten, legen die zuletzt formulierten Bedenken eine flankierende Regelung durch den Gesetzgeber nahe, die helfen könnte, die konsumentenschutzrechtlichen Risiken zu minimieren wenn nicht überhaupt auszuräumen.

In Deutschland hat das Bundeswirtschaftsministerium eine sog. „Abschaltverordnung“ (Verordnung zu abschaltbaren Lasten)³¹⁷ geplant, wonach große Industriebetriebe künftig bis zu € 60.000 je Betrieb und Jahr dafür bekommen sollen³¹⁸, wenn sie sich mit dem Netzbetreiber dazu verabreden, dass ihnen im Notfall der Strom abgestellt werden kann.³¹⁹ Damit soll ein weiterer Beitrag zur Netzstabilisation in kritischen Zeiten geleistet werden. Die dadurch entstehenden Kosten sollen auf das Netzentgelt umgelegt und demnach von den Verbrauchern getragen werden.

b. Durch Zwangsmaßnahmen

Mangels gesetzlicher Regelung (und ohne vertragliche Vereinbarungen zwischen den Netzbetreibern und den Verbrauchern) sind einseitige Eingriffe in die Rechtspositionen der Speicherbetreiber oder der Verbraucher, indem ihnen also ggf. auch gegen ihren Willen von dritter Seite der Stromverbrauch gesteigert oder gedrosselt wird, derzeit nicht möglich. Eine solche fremdbestimmte Speicher- und Verbrauchssteuerung gegen den Willen der Betroffenen bedürfte daher erst der Schaffung einer entsprechenden rechtlichen Grundlage. Die Erlassung einer solchen Regelung fiel grundsätzlich in die Kompetenz nach Art. 12 Abs. 1 Z 5 B-VG. Allerdings würde eine solche Zwangsmaßnahme in aller Regel in Grundrechtspositionen der Endverbraucher eingreifen, die im Folgenden näher zu prüfen

³¹⁶ Vgl. dazu und näher bereits soeben vorhin in Kapitel 5 IV. 1. b aa.

³¹⁷ Diese basiert sodann auf § 13 Abs. 4a S. 4 EnWG.

³¹⁸ Das bereits dargestellte reduzierte Netzentgelt im Rahmen des § 14a EnWG trifft hingegen nur Verbraucher auf der Niederspannung.

³¹⁹ Vgl. *Mihm*, 60.000 EUR fürs Stromabschalten.

sind: Unter Grundrechten werden fundamentale Rechtspositionen des Menschen bzw. der Rechtspersonen gegenüber der uneingeschränkten Herrschaftsgewalt des Staates verstanden.³²⁰ Das B-VG verwendet für den Begriff der Grundrechte den Terminus „verfassungsgesetzlich gewährleistete Rechte“ (Art. 144 B-VG). Dies bringt zum Ausdruck, dass es sich um subjektive Rechte des Einzelnen handelt, die in Verfassungsrang stehen. Ein Eingriff in die Grundrechte könnte im Zusammenhang mit der Verbrauchssteuerung vorliegen, wenn der Staat eine gesetzliche Regelung erlässt, die es dem Netzbetreiber ermöglicht, einseitig in die Speicher- und Verbrauchssteuerung der Verbraucher und Unternehmer einzugreifen. Im Folgenden ist zu prüfen, inwiefern ein solches (hypothetisches) Gesetz in Grundrechte wie in jenes auf Erwerbsfreiheit, auf Unversehrtheit des Eigentums, auf Gleichheit vor dem Gesetz und in das der Privatsphäre eingreift und gegebenenfalls gerechtfertigt werden kann.

aa. Die Freiheit der Erwerbstätigkeit

Art. 6 StGG³²¹ bestimmt, dass „jeder Staatsbürger [...] unter den gesetzlichen Bedingungen jeden Erwerbszweig ausüben“ kann. Obwohl der Grundrechtswortlaut nur auf Inländer beschränkt ist, wurde der Anwendungsbereich durch den EU-Beitritt nach h.M. auf alle Unionsbürger ausgedehnt. Die Freiheit der Erwerbstätigkeit schützt jeden Beruf und jede Tätigkeit, die auf wirtschaftlichen Erwerb gerichtet ist.³²² Darunter fällt jede Art, Vermögen zu erwerben, nicht nur eine gewerbliche Tätigkeit i.S.d. Gewerbeordnung. Der Schutzbereich umfasst sowohl selbständige als auch unselbständige Erwerbstätigkeit, den Antritt und die Ausübung der Erwerbstätigkeit.³²³

Einen Eingriff in das Grundrecht bildet jeder staatliche Akt, d.h. Gesetz, Verordnung, Verwaltungsakt oder gerichtliche Entscheidung, der die grundrechtlich geschützte Sphäre eines Grundrechtsträgers in belastender oder beschränkender Weise berührt.³²⁴ Ein solcher Eingriff kann hier per se nur bei Unternehmen vorliegen und nicht bei der Steuerung des Verbrauchs in privaten Haushalten. Ob ein Eingriff in das Grundrecht auf Erwerbsfreiheit im Falle einseitiger externer Stromverbrauchssteuerung vorliegt, ist fraglich. Jedenfalls würde durch eine solche Verbrauchssteuerung der Erwerbsantritt nicht verhindert; gewiss hätte die Verbrauchssteuerung aber nach Umständen Auswirkungen auf die Erwerbsausübung. Wenn

³²⁰ Vgl. *Hengstschläger/Leeb*, Grundrechte, Rz. 1/1.

³²¹ Staatsgrundgesetz vom 21. December 1867, über die allgemeinen Rechte der Staatsbürger für die im Reichsrathe vertretenen Königreiche und Länder, RGBl. 1867/142 i.d.F. BGBl. 1988/684.

³²² Vgl. *Walter/Mayer/Kucsko-Stadlmayer*, Bundesverfassungsrecht, Rz. 1495.

³²³ Vgl. *Öhlinger*, Verfassungsrecht, Rz. 886.

³²⁴ Ebenda, Rz. 707.

also im Extremfall aus Gründen der Systemstabilisierung der Strombezug einer Produktionsanlage durch eine externe Steuerungsstelle gedrosselt würde und der Unternehmer demnach für einen bestimmten Zeitraum weniger produzieren kann als er zu produzieren beabsichtigt hat, dann berührt dies gewiss einmal faktisch die Erwerbstätigkeit des Unternehmens. Ob damit aber auch bereits ein Eingriff in die grundrechtlich geschützte Sphäre verbunden wäre, ist dennoch fraglich. Zu überlegen ist nämlich, ob der Fall nicht beispielsweise der staatlichen Verfügung einer Geschwindigkeitsbeschränkung auf Autobahnen vergleichbar ist, die ebenfalls Auswirkungen auf Wirtschaftstätigkeiten hat (besonders deutlich etwa auf Fuhrwerksunternehmen, die in derselben Zeiteinheit weniger Fuhrwerksleistungen als zuvor erbringen können). Im Fall der Geschwindigkeitsbeschränkung wird nach ganz herrschender Auffassung kein Eingriff in die Erwerbsfreiheit gesehen; die Erwerbsfreiheit garantiert den Erwerbstreibenden nämlich weder die Bereitstellung von Verkehrsinfrastruktur noch die Nutzung der vorhandenen Verkehrsinfrastruktur zu bestimmten Konditionen. Gleichwohl überzeugt dieser Vergleich nicht gänzlich. Während es nämlich kein Recht auf Nutzung der öffentlichen Verkehrsinfrastruktur gibt, hat der Unternehmer nach Umständen vertraglich ein Strombezugsrecht erwirkt, in das nun der Staat mit seinen steuerungsbezogenen Regelungen eingreift. Insofern wird die Rechtsphäre des Unternehmers durchaus berührt. Dennoch ist fraglich, ob ein Eingriff vorliegt, oder ob nicht bloß eine Regelung gegeben ist, die bloße Reflexwirkungen auf Erwerbsmöglichkeiten hat, vergleichbar etwa der Flächenwidmung für Grundstücke, die im Eigentum eines Gewerbetreibenden stehen.³²⁵ Gänzlich anders würde sich die Situation natürlich – dies sei nur der Vollständigkeit halber betont – darstellen, wenn die Stromverbrauchssteuerung intentional auf eine Begrenzung der Erwerbstätigkeit gerichtet wäre. Dann wäre der Grundrechtseingriff zweifellos zu bejahen. Dies ist jedoch hier nicht der Fall, die Intention der Maßnahme besteht gerade nicht in der Beschränkung der Erwerbstätigkeit, sondern in der Steuerung des Stromverbrauches im Interesse der gesamten Netzsteuerung. Die Beurteilung der Frage, ob eine gesetzliche Regelung, die zur einseitigen Stromverbrauchssteuerung auch gegen den Willen des Stromverbrauchers ermächtigt, in das Grundrecht auf Erwerbsfreiheit eingreift, ist also ambivalent. Etliche Gründe sprechen für die Annahme eines Grundrechtseingriffes, etliche Gründe dagegen. Endgültige Klarheit kann erst ein Richterspruch des Höchstgerichtes schaffen. Aus Gründen der Vorsicht soll daher im Folgenden unterstellt werden, dass ein Grundrechtseingriff vorliegen könnte, und der Frage nach einer allfälligen Rechtfertigung des Grundrechtseingriffes nachgegangen werden:

³²⁵ Nach der ständigen Rspr. des Verfassungsgerichtshofes VfSlg. 14.179/1995, 14.689/1996.

Ein Eingriff in die verfassungsgesetzlich garantierte Erwerbsfreiheit wäre nur dann gerechtfertigt, wenn er einem öffentlichen Interesse dienen würde, wenn er weiters verhältnismäßig wäre und schließlich auch sonst in jeder Hinsicht sachlich gerechtfertigt wäre. Ein öffentliches Interesse wäre mit dem Interesse nach einer Stabilisierung (Versorgungssicherheit!) und nach größtmöglicher Effizienz bei der Steuerung und beim Ausbau des Stromnetzes zweifellos zu bejahen. (Wenn Nachfragesteuerungsmaßnahmen bewirken können, dass ein ansonsten unvermeidbarer, kostenintensiver Netzausbau vermieden werden kann, so liegt die Vermeidung dieser Infrastrukturkosten sicher im öffentlichen Interesse.) Dass eine solche gesetzliche Eingriffsregelung auch so ausgestaltet werden kann, dass sie im Detail sachlich gerechtfertigt ist, kann unterstellt werden. Die entscheidende Frage ist damit die nach der Verhältnismäßigkeit. Hier sind das öffentliche Interesse, das mit der gesetzlichen Regelung verfolgt wird und das private Interesse an der Unversehrtheit seiner grundrechtlich geschützten Position gegenüber zu stellen und abzuwägen. Entscheidend ist, ob die öffentlichen Interessen an der Versorgungssicherheit, an der Netzstabilisierung und an der Vermeidung ineffizienter Netzausbaumaßnahmen es rechtfertigen, privaten Endverbrauchern beliebig den Elektrizitätsverbrauch vorzuschreiben. Diese Frage kann jedoch so pauschal nicht beantwortet werden. Es gilt zu differenzieren: Zweifellos sind Konstellationen vorstellbar, in denen das volkswirtschaftlich durchaus höchst gewichtige Interesse an der Versorgungssicherheit, an der Netzstabilisierung und (wenn auch nachrangig) an der Kostenvermeidung Eingriffe in den Elektrizitätsbezug von Privatpersonen rechtfertigen. Um dies zu untermauern, genügt es auf das Energielenkungsgesetz (Energielenkung für den Fall akuter Versorgungskrisen) hinzuweisen, dessen prinzipielle Verfassungskonformität nicht in Zweifel gezogen wird. Die entscheidende Frage ist jedoch wieder eine faktisch-technische Frage und geht unter anderem in die Richtung, inwiefern die Versorgungssicherheit überhaupt ohne Nachfragesteuerung gefährdet wäre. Von der fachkundigen Einschätzung dieser Frage hängt viel für die verfassungsrechtliche Beurteilung ab. Erschwerend kommt hinzu, dass diese Frage nicht ein für allemal beantwortbar ist, sondern dass sich die Gefahren für die Versorgungssicherheit auch verändern, zuspitzen etc. können (man denke etwa an steigende Verbrauchszuwächse, den weiteren Ausbau von dezentralen Einspeisern etc.). Somit kann auch die anstehende Verfassungsfrage nicht ein für allemal beantwortet werden, sondern es kann nur gesagt werden, dass die verfassungsrechtliche Rechtfertigung von den Umständen des Einzelfalles abhängen. Sofern es nicht um die Versorgungssicherheit schlechthin, sondern bloß etwa um Fragen der Investitionskosten des Netzes geht, ist die Rechtfertigungswirkung dieses öffentlichen Interesses (an Kosteneinsparung) erheblich geringer zu veranschlagen, zumal die Kosten des Netzausbaus ohnehin wieder auf die Stromverbraucher überwältigt werden. Eine staatliche (hoheitlich-einseitige)

Stromverbrauchsteuerung bloß zur Vermeidung von Investitionskosten in das Netz wäre daher in einem marktwirtschaftlich verfassten Wirtschaftssystem als verfassungsrechtlich bedenklich einzustufen. Viel mag natürlich auch von der konkreten gesetzlichen Ausgestaltung eines Nachfragesteuerungssystems abhängen. Damit sind etwa Differenzierungen danach gemeint, welche Verbrauchergruppen in welcher Reihenfolge gesteuert würden, welche Voraussetzungen im Detail vorliegen müssten, um bestimmte Verbrauchergruppen zu steuern, etc. Insgesamt ist auch noch festzuhalten, dass eine hoheitlich vorgegebene Verbrauchsteuerung auch dann als verfassungsrechtlich bedenklich einzustufen wäre, wenn noch nicht erwiesen wäre, dass nicht die privatrechtliche Alternative (Verbrauchsteuerung infolge privatautonomer, freiwilliger Einigung) genauso zur Verfolgung der öffentlichen Interessen hinreichen würde.

bb. Das Grundrecht auf Unversehrtheit des Eigentums

Der Schutz des Eigentums beruht auf Art. 5 StGG („Das Eigentum ist unverletzlich. Eine Enteignung gegen den Willen des Eigentümers kann nur in den Fällen und in der Art eintreten, welche das Gesetz bestimmt.“) und Art. 1 1. ZP-MRK.³²⁶ Dazu kommt seit neuerem auch noch Art. 17 der EU-Grundrechtecharta, der nach der jüngsten Rspr. des VfGH³²⁷ österreichischen Grundrechten im Sinn des Art. 144 B-VG gleichzuhalten ist. Im Rechtsschutzverfahren wendet der VfGH prinzipiell Art. 5 StGG an, obwohl anzunehmen ist, dass Art. 5 StGG durch Art. 1 1. ZP-MRK materiell derogiert ist.³²⁸ Als Jedermannsrecht sind vom Grundrecht natürliche und juristische Personen, Staatsbürger und Fremde erfasst. Der Schutzbereich des Grundrechts umfasst nach Lehre und Rspr. jedenfalls alle vermögenswerte Privatrechte.

Bei den möglichen Eingriffen in das Eigentum wird von der Judikatur zwischen Enteignungen und Eigentumsbeschränkungen unterschieden. Nach der Rspr.³²⁹ ist eine Maßnahme als Enteignung zu qualifizieren, wenn eine Sache dem Eigentümer entzogen und auf den Staat,

³²⁶ „Jede natürliche oder juristische Person hat das Recht auf Achtung ihres Eigentums. Niemandem darf sein Eigentum entzogen werden, es sei denn, dass das öffentliche Interesse es verlangt, und nur unter den durch Gesetz und durch die allgemeinen Grundsätze des Völkerrechts vorgesehenen Bedingungen. Absatz 1 beeinträchtigt jedoch nicht das Recht des Staates, diejenigen Gesetze anzuwenden, die er für die Regelung der Benutzung des Eigentums im Einklang mit dem Allgemeininteresse oder zur Sicherung der Zahlung der Steuern oder sonstigen Abgaben oder von Geldstrafen für erforderlich hält.“; 1. Zusatzprotokoll zur Konvention zum Schutze der Menschenrechte und Grundfreiheiten, BGBl. 1958/210.

³²⁷ VfGH 14.03.2012, U 466/11.

³²⁸ Vgl. *Öhlinger*, Verfassungsrecht, Rz. 867.

³²⁹ VfSlg. 2934, 9911, 11.209, 17.071.

eine andere Körperschaft oder eine gemeinnützige Unternehmung übertragen wird oder wenn daran in gleicher Weise fremde Rechte begründet werden. Eingriffe in das Eigentum, welche keine Enteignungen darstellen, sind Eigentumsbeschränkungen. Dies sind somit alle hoheitlichen Maßnahmen, die das Eigentum belasten oder seine Nutzung regeln.

Die gesetzliche Anordnung der Steuerung des Verbrauchs durch eine Zentralstelle bzw. den Netzbetreiber ist nach der Rspr. somit als Eigentumsbeschränkung und als Eingriff zu werten, da damit die Nutzung des Eigentums der Verbraucher (auch von Unternehmen) unterbunden wird. Eine solche fremdbestimmte Verbrauchssteuerung schränkt für die Verbraucher die Möglichkeit ein, ihr Eigentum, z.B. die Waschmaschine oder das Kühlhaus, eigenständig zu nutzen und unterwirft sie – zumindest in Hinblick auf bestimmte „intelligente“ und steuerbare Geräte – der Kontrolle des Netzbetreibers. Allerdings muss dabei auch bedacht werden, dass in manchen Fällen (z.B. Waschmaschine) eine gewisse freiwillige Mitarbeit des Verbrauchers erfolgen muss, um eine Verbrauchssteuerung durch den Netzbetreiber zu ermöglichen. In der Praxis bringt das bloße Vorhandensein einer intelligenten Waschmaschine für den Netzbetreiber keinerlei Steuerungsmöglichkeit; der Verbraucher muss die Waschmaschine beladen und zur Kontrolle durch den Netzbetreiber „freigeben“. Diese freiwillige Komponente steht einer Qualifikation der Verbrauchssteuerung als hoheitlichen „Eingriff“ entgegen. Anders stellt sich hingegen die Situation dar, wenn die Verbrauchssteuerung ohne Mitarbeit des Verbrauchers erfolgt. Dies wäre z.B. bei der einseitigen Steuerung des Kühlhauses durch den Netzbetreiber der Fall. In diesem Fall ist das Vorliegen eines hoheitlichen Eingriffes zu bejahen.

Das Eigentumsgrundrecht schützt nach ständiger Rspr. überdies auch die Privatautonomie, also die Möglichkeit privatautonom Verträge abzuschließen. Indem die Rechtsbeziehungen zwischen Elektrizitätsverbrauchern und Elektrizitätslieferanten bzw. Netzbetreibern privatrechtlicher Natur sind und eine (hypothetische) gesetzliche Ermächtigung zur einseitigen Verbrauchssteuerung zwangsläufig in solche Vertragsverhältnisse eingreifen würde, ist der Eingriff in die grundrechtlich geschützte Rechtsphäre auch in dieser Hinsicht regelmäßig zu bejahen.

Verfassungsrechtlich zulässig ist eine solche Eigentumsbeschränkung nach der Rspr. dann, wenn sie einem bestimmten öffentlichen Interesse dient und nicht unverhältnismäßig ist.³³⁰

³³⁰ Vgl. Hengstschläger/Leeb, Grundrechte, Rz. 8/10.

Die Verhältnismäßigkeitsprüfung hat dabei das Gewicht des Eingriffs in das Eigentum mit dem öffentlichen Interesse, das damit verfolgt wird, abzuwägen.³³¹ Für diese Verhältnismäßigkeitsprüfung gilt im Wesentlichen das zur Erwerbsfreiheit Gesagte sinngemäß. Man wird daher sagen können, dass dann, wenn eine Verletzung der Erwerbsfreiheit (einen Eingriff in diese vorausgesetzt) zu verneinen ist, auch die Verletzung der Unversehrtheit des Eigentums verneint werden kann (und vice versa). Mit anderen Worten kann also ein gravierendes öffentliches Interesse einen Rechtfertigungsgrund mit Hinblick auf beide Grundrechte gleichermaßen liefern (oder umgekehrt, ein nicht schwerwiegendes öffentliches Interesse nicht liefern).

cc. Der Gleichheitssatz

Art. 2 StGG und Art. 7 Abs. 1 B-VG bestimmen, dass vor dem Gesetz alle Staatsbürger gleich sind. Dieser Gleichheitsgrundsatz bindet grundsätzlich jede Art von Staatstätigkeit. Durch die sog. Fiskalgeltung ist auch der privatwirtschaftlich handelnde Staat einschließlich öffentlicher Unternehmen an den Gleichheitssatz gebunden.³³²

Nach der vom VfGH entwickelten Prüfungsformel sind nur „sachlich gerechtfertigte“ Differenzierungen zulässig. Eine solche Differenzierung liegt vor, wenn diese nach objektiven Unterscheidungsmerkmalen erfolgt. Somit ist der Gesetzgeber verpflichtet, an gleiche Tatbestände gleiche Rechtsfolgen zu knüpfen; er muss also Gleiches gleich, aber auch Ungleiches ungleich behandeln. Liegen wesentliche Unterschiede im Tatsachenbereich vor, muss dies auch zu entsprechend differenzierten Regelungen führen. Daraus folgt, dass unterschiedliche Regelungen, welche nicht ihre Grundlage in Unterschieden im Tatsachenbereich haben, gleichheitswidrig sind.³³³

Der Gleichheitssatz verpflichtet somit den Gesetzgeber, Personen gleich zu behandeln, d.h. niemanden zu bevorzugen und niemanden zu benachteiligen.³³⁴ Übertragen auf die gesetzliche Verankerung einer Verbrauchs- bzw. Speichersteuerung durch den Netzbetreiber bedeutet dies, dass die Norm eine Steuerung der Verbraucher oder der Speicher sachlich gerechtfertigt anordnen muss. Daraus folgt, dass eine Gleichbehandlung aller Speicher und Verbraucher gewährleistet sein muss. So dürfen z.B. bei zu viel Strom aus Sonnenenergie nicht immer dieselben Speicher und Verbraucher fremdgesteuert

³³¹ Ebenda, Rz. 8/11.

³³² Vgl. *Walter/Mayer/Kucsko-Stadlmayer*, Bundesverfassungsrecht, Rz. 1349 ff.

³³³ Ebenda, Rz. 1357.

³³⁴ Vgl. *Hengstschläger/Leeb*, Grundrechte, Rz. 7/15.

werden, sondern es muss diesbezüglich eine nichtdiskriminierende Reihenfolge festgelegt werden. Sollten trotzdem Unterschiede im Gesetz verankert werden, muss dafür ein vernünftiger Grund vorliegen und die Norm darf nicht unverhältnismäßig sein.³³⁵

dd. Privatsphäre

Art. 8 EMRK und Art. 7 GRC schützen die Privatsphäre und das Recht auf Wohnung. Gemessen an den Standpunkten der Judikatur³³⁶ kann zweifellos auch eine hoheitliche, einseitige Verbrauchssteuerungsmaßnahme mit Bezug auf Elektrizitätsnutzungen durch Privatpersonen und insbesondere im Wohnungsverband in den Schutzbereich dieses Grundrechtes eingreifen. Art. 8 Abs. 2 EMRK erlaubt jedoch Eingriffe, sofern sie im Dienste der dort aufgelisteten öffentlichen Interessen in einer demokratischen Gesellschaft notwendig sind. Zu den geschützten öffentlichen Interessen zählt auch das „wirtschaftliche Wohl des Landes“. Für die Frage der Zulässigkeit eines Eingriffes in dieses Grundrecht durch gesetzlich vorgesehene Maßnahmen der Nachfragesteuerung kann wiederum entsprechend auf die Ausführung zum Recht auf Erwerbsfreiheit verwiesen werden. Insofern solche Maßnahmen – nach den Umständen des Einzelfalles – einen Eingriff in die Erwerbsfreiheit rechtfertigen, rechtfertigen sie auch eine Eingriff in die Privatsphäre und in das Recht auf Achtung der Wohnung.

c. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge

Die Speicher- oder Verbrauchssteuerung durch eine Zentralstelle kann entweder auf Basis einer vertraglichen Vereinbarung zwischen Verbraucher/Speichern und der Steuerstelle (oben a.) oder einseitig auf Grundlage gesetzlicher Eingriffsermächtigungen (oben b.) geschehen. Derzeit existieren keine diesbezüglichen Eingriffsermächtigungen (außerhalb von Versorgungskrisen). Solche gesetzlichen Ermächtigungen würden zweifellos in den Schutzbereich bestimmter Grundrechte (z.B. Eigentum, Privatsphäre und Wohnung, vielleicht auch Erwerbsfreiheit) eingreifen; die Rechtfertigung des Eingriffes hängt von den Umständen und der Ausgestaltung der zu prüfenden Regelung im Einzelfall ab. Jedenfalls sind aber Konstellationen denkbar, in denen hinreichend differenzierte gesetzliche Ermächtigungen zur eingreifenden Verbrauchssteuerung als gerechtfertigt erscheinen können. Dennoch empfiehlt sich zum Stand der derzeitigen Entwicklung nicht, solche gesetzlichen Grundlagen zur einseitigen Verbrauchssteuerung zu schaffen, solange nicht

³³⁵ Vgl. *Hengstschläger/Leeb*, Grundrechte, Rz. 7/15.

³³⁶ Vgl. etwa den EGMR im Fall *Lopez Ostra vs. Spanien*, Urteil vom 09.12.1994, Rs. 41/1993/436/515, ÖJZ 1995, 347.

erwiesen ist, dass mit Vereinbarungen auf freiwilliger Basis nicht das Auslangen gefunden werden kann. Diesbezüglich sollten jedoch flankierende gesetzliche Regelungen geschaffen werden, die derartige vertragliche Vereinbarungen zur privatautonomen Ermächtigung zu verbrauchssteuernden Maßnahmen regeln, wie etwa im Konsumentenschutzrecht.

Kapitel 6: Smart Metering im Smart Grid

Die Begriffe Smart Metering und Smart Grid sind untrennbar miteinander verbunden, gelten doch digitale, intelligente Stromzähler (sog. Smart Meter) als technologischer Baustein für ein intelligentes Netz. Mithilfe digitaler und fernauslesbarer Stromzähler kommunizieren die Stromerzeuger (sowohl Kraftwerke als auch dezentrale Erzeuger) und Verbraucher kontinuierlich miteinander und liefern zeitnah Informationen an das Stromnetz.³³⁷ Damit stellt der Smart Meter eine Kombination aus Informations- und Kommunikationstechnik dar, indem der Kunde einerseits seinen eigenen Verbrauch kennt und steuern kann und der Netzbetreiber andererseits diese Informationen für eine effiziente Steuerung seines Netzes erhält. Eine flächendeckende Einführung von intelligenten Zählern in allen Haushalten ist jedoch keine Grundvoraussetzung für die Implementierung eines intelligenten Netzes, da es auch ausreichen würde, auf Daten von Ortsnetzstationen zurückzugreifen oder an „neuralgischen“ Punkten im Netz solche Messgeräte zu installieren.³³⁸

In diesem Kapitel erfolgt eingangs eine kurze Definition von Smart Metering. Danach werden sowohl die europarechtlichen als auch die nationalen rechtlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Smart Metering in Österreich dargestellt. Daran anschließend wird die Vereinbarkeit von intelligenten Stromzählern mit dem österreichischen Datenschutzgesetz geprüft, da durch die Erfassung von detaillierten Stromverbrauchsdaten ein Eingriff in das Grundrecht auf Datenschutz denkbar ist.

I. Definition von Smart Metering

Für den Begriff des Smart Metering gibt es noch keine allgemein gültige Definition, jedoch erste Ansätze. Nach der Definition der European Smart Metering Alliance³³⁹ beinhaltet Smart Metering folgende Funktionen:

- Automatische Verarbeitung, Transfer, Management und Verwendung der Messdaten,
- Automatische Abwicklung von Messungen,
- Zwei-Wege Datenübertragung zwischen Zähler und Netzbetreiber,

³³⁷ Vgl. Güneysu/Vetter/Wieser, Intelligenter Rechtsrahmen, DVBl. 2011, 870.

³³⁸ Vgl. Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, 8 f.

³³⁹ Vgl. European Smart Metering Alliance (ESMA), Definition von Smart Metering, 4.

- Lieferung aussagekräftiger und zeitnaher Verbrauchsdaten an die relevanten Akteure und ihre Systeme, auch an den Energieverbraucher und
- Unterstützung von Diensten, die die Energieeffizienz des Energieverbrauchs und des Energiesystems verbessern (Erzeugung, Übertragung, Verteilung und vor allem Endnutzung).

Die Europäische Kommission hingegen definiert ein intelligentes Messsystem bzw. einen intelligenten Zähler folgendermaßen:³⁴⁰ *An intelligent metering system or ‘smart meter’ is an electronic device that can measure the consumption of energy, adding more information than a conventional meter, and can transmit data using a form of electronic communication. A key feature of a smart meter is the ability to provide bi-directional communication between the consumer and supplier/operator. It should also promote services that facilitate energy efficiency within the home.* In dieser Interpretative Note stellt die Europäische Kommission auch klar, dass die Einführung von intelligenten Zählern ein notwendiger erster Schritt hinsichtlich der Implementierung von Smart Grids in Europa ist.

Im österreichischen EIWOG 2010³⁴¹ wird ein „intelligentes Messgerät“ als „eine technische Einrichtung, die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst, und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt“ definiert.

II. Europarechtliche Rahmenbedingungen für die Einführung von intelligenten Stromzählern

1. Vorgaben der EU-Richtlinien

Erstmalige Erwähnung in der europäischen Rechtsordnung fand Smart Metering bereits im Jahr 2004 in der Richtlinie über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen (Elektrizitätsversorgungssicherheits-Richtlinie)³⁴². Gemäß Art. 1 Abs. 1 wurden in dieser Richtlinie Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung festgelegt, um das

³⁴⁰ Vgl. Punkt 4.7 der *Interpretative Note on Directive 2009/72/EC* concerning common Rules for the internal market in electricity and Directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas – Retail Market vom 22.01.2010.

³⁴¹ § 7 Z 31 EIWOG 2010.

³⁴² Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18.01.2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturmaßnahmen, ABl. L 2006/33, 22.

ordnungsgemäße Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarktes sicherzustellen sowie a) einen angemessenen Umfang an Erzeugungskapazität, b) ein angemessenes Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage und c) einen angemessenen Grad der Zusammenschaltung zwischen Mitgliedstaaten zum Zwecke der Entwicklung des Binnenmarktes. Unter einem „angemessenen Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage“ versteht die Richtlinie *die Deckung des vorhersehbaren Bedarfs der Endverbraucher an Elektrizität, ohne dass Maßnahmen zur Senkung des Verbrauchs durchgesetzt werden müssen* (Art. 2 lit. d). Zur Erhaltung dieses Gleichgewichts zwischen Elektrizitätsnachfrage und der vorhandenen Erzeugungskapazität haben die Mitgliedstaaten geeignete Maßnahmen zu treffen, welche in Art. 5 Abs. 2 der Richtlinie demonstrativ aufgezählt sind. Eine dieser Maßnahmen ist die *Förderung der Einführung von Technologien im Bereich der Echtzeit-Nachfragesteuerung wie etwa fortschrittliche Messsysteme* (Art. 5 Abs. 2 lit. d).

Bereits im Jahr 2006 normierte die Europäische Union, wenn auch nur indirekt, die Verpflichtung zur Einführung von intelligenten Stromzählern in der EU in der Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen³⁴³. Um das Richtlinienziel von 9 % Einsparung des Endenergieverbrauchs im Zeitraum 2008 bis 2016 zu erreichen, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass, *soweit es technisch machbar, finanziell vertretbar und im Vergleich zu den potenziellen Energieeinsparungen angemessen ist, [...] alle Endkunden in den Bereichen Strom, Erdgas, Fernheizung und/oder -kühlung und Warmbrauchwasser individuelle Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen erhalten, die den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln* (Art. 13 Abs. 1).

Konkrete Vorschriften für die Einführung von intelligenten Stromzählern in der Europäischen Union enthielt dann die Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Gemäß Art. 3 Abs. 11 der Richtlinie empfehlen die Mitgliedstaaten oder die Regulierungsbehörden nachdrücklich, *dass die Elektrizitätsunternehmen den Stromverbrauch optimieren, indem sie beispielsweise Energiemanagementdienstleistungen anbieten, neuartige Preismodelle entwickeln oder gegebenenfalls intelligente Messsysteme oder intelligente Netze einführen*. Da ein zentraler Aspekt in der Versorgung der Kunden der Zugang zu objektiven und transparenten Verbrauchsdaten ist, sollen die Verbraucher

³⁴³ Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.04.2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen, ABl. L 2006/114, 64.

Zugang zu ihren Verbrauchsdaten und den damit verbundenen Preisen und Dienstleistungskosten haben. Auch sollen die Verbraucher Anspruch darauf haben, in angemessener Form über ihren Energieverbrauch informiert zu werden. Anhang I Abs. 2 dieser Richtlinie normiert sodann die Details in Bezug auf die Einführung von intelligenten Messsystemen im Strombereich. Dieser lautet: *Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird. Die Einführung dieser Messsysteme kann einer wirtschaftlichen Bewertung unterliegen, bei der alle langfristigen Kosten und Vorteile für den Markt und die einzelnen Verbraucher geprüft werden sowie untersucht wird, welche Art des intelligenten Messens wirtschaftlich vertretbar und kostengünstig ist und in welchem zeitlichen Rahmen die Einführung praktisch möglich ist. Entsprechende Bewertungen finden bis 03.09.2012 statt. Anhand dieser Bewertung erstellen die Mitgliedstaaten oder eine von ihnen benannte zuständige Behörde einen Zeitplan mit einem Planungsziel von 10 Jahren für die Einführung der intelligenten Messsysteme. Wird die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet, so werden mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet. Die Mitgliedstaaten oder die von ihnen benannten zuständigen Behörden sorgen für die Interoperabilität der Messsysteme, die in ihrem Hoheitsgebiet eingesetzt werden, und tragen der Anwendung der entsprechenden Normen und bewährten Verfahren sowie der großen Bedeutung, die dem Ausbau des Elektrizitätsbinnenmarkts zukommt, gebührend Rechnung. Die Bestimmungen der EltRL 2009 waren bis zum 03.03.2011 in nationales Recht umzusetzen.*³⁴⁴

Ein Jahr später wurde die Verpflichtung zur Einführung von Smart Metering in der EU nochmals verstärkt, indem in der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden³⁴⁵ normiert ist, dass die Mitgliedstaaten die Installation von intelligenten Zählern bei der Errichtung oder einer größeren Renovierung von Gebäuden unterstützen. Diese Richtlinie war bis zum 09.07.2012 in nationales Recht umzusetzen.

Der Entwurf der neuen Energieeffizienz-Richtlinie³⁴⁶ sieht in Art. 8 Abs. 1 vor, dass *Strom-, Erdgas-, Fernwärme- oder Fernkälte und Fernwarmwasserkunden individuelle Zähler erhalten, die [...] genau messen, das Ablesen ihres tatsächlichen Energieverbrauchs*

³⁴⁴ Die Umsetzung der Richtlinie in österreichisches Recht erfolgte durch die Neuerlassung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010).

³⁴⁵ Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.05.2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, ABl. L 2010/153, 13.

³⁴⁶ KOM (2011) 370 endg.

ermöglichen und Informationen über die tatsächliche Nutzungszeit bereitstellen. Obwohl inzwischen ca. 1.800 Änderungsanträge eingereicht wurden, verfolgt die derzeitige dänische Ratspräsidentschaft das Ziel, die Verhandlungen zum Entwurf der Richtlinie bis Ende Juni 2012 abzuschließen.³⁴⁷ Die Mitgliedstaaten hätten nach Art. 23 des Entwurfes den Inhalt der Richtlinie bis spätestens 12 Monate nach Inkrafttreten in nationales Recht umzusetzen.

2. Exkurs: Empfehlung der Kommission

Die – gem. Art. 288 AEUV unverbindliche – Empfehlung der Kommission zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme³⁴⁸ enthält Ausführungen zu Datenschutz- und Datensicherheitserwägungen, welche den Mitgliedstaaten eine Hilfestellung für die Konzeption und den Betrieb intelligenter Netze und intelligenter Messsysteme bieten sollen. Weiters beinhaltet diese Empfehlung Vorgaben hinsichtlich der durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse und eine Liste von Mindestfunktionsanforderungen an intelligente Messsysteme im Stromsektor. Die von der Kommission empfohlenen Mindestanforderungen decken sich mit jenen Mindestfunktionalitäten, die in der IMA-VO 2011³⁴⁹ festgelegt sind.

Zu dieser Empfehlung hat der Europäische Datenschutzbeauftragte im Juni 2012 eine Stellungnahme³⁵⁰ abgegeben. Dieser begrüßt inhaltlich die Hilfestellung der Kommission, fordert aber auch auf, zu prüfen, ob weitere Gesetzgebungsmaßnahmen auf EU-Ebene notwendig sind, um ein angemessenes Datenschutzniveau bei der Einführung von intelligenten Messsystemen zu gewährleisten.³⁵¹

3. Unmittelbare Anwendbarkeit der Richtlinien?

Allen diesen oben genannten Richtlinien ist gemeinsam, dass sie sich an die Mitgliedstaaten richten und einer Umsetzung in nationales Recht bedürfen. Sie sind daher grundsätzlich nicht unmittelbar anwendbar. Richtlinien sind für jeden Mitgliedstaat, an den sie gerichtet sind, hinsichtlich des zu erreichenden Ziels verbindlich, überlassen jedoch den

³⁴⁷ Vgl. oV, Einigung über EU-Richtlinie.

³⁴⁸ Empfehlung der Kommission vom 09.03.2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme, ABl. 2012 L 73/9.

³⁴⁹ Siehe dazu sogleich unten Kapitel 6 III.3.

³⁵⁰ Opinion of the European Data Protection Supervisor on the Commission Recommendation on preparations for the roll-out of smart metering systems, abrufbar unter http://www.edps.europa.eu/EDPSWEB/webdav/site/mySite/shared/Documents/Consultation/Opinions/2012/12-06-08_Smart_metering_EN.pdf.

³⁵¹ Vgl. Rz. 23 und 32 ff. der Stellungnahme.

innerstaatlichen Stellen die Wahl der Form und der Mittel der Umsetzung.³⁵² Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet, innerhalb einer festgesetzten Frist das jeweilige innerstaatliche Recht an das Gemeinschaftsrecht anzupassen. Aus Richtlinien lassen sich somit keine unmittelbaren Rechte und Pflichten für und gegen Bürger ableiten, da sie sich nur an die Mitgliedstaaten wenden. Eine Ausnahme besteht jedoch für jenen Fall, wenn der Mitgliedstaat eine Richtlinie fehlerhaft oder gar nicht umsetzt. Seit der dazu ergangenen ständigen EuGH-Rspr. gibt es drei Voraussetzungen für eine unmittelbare Anwendbarkeit von Richtlinien:

1. Die ordnungsgemäße Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht ist nicht fristgerecht erfolgt.
2. Die Regelungen der Richtlinie ist hinreichend bestimmt.

Nur Richtlinien, welche „inhaltlich als unbedingt und hinreichend genau erscheinen“, entfalten nach der EuGH-Rspr. eine unmittelbare Anwendbarkeit. „Inhaltlich unbedingt“ bedeutet, dass die Richtlinienbestimmung weder mit einem Vorbehalt noch einer Bedingung versehen ist.³⁵³ Dem Mitgliedstaat darf somit kein (größerer) Gestaltungsspielraum bei der Richtlinienumsetzung zu Verfügung stehen.³⁵⁴ Eine Richtlinie ist „hinreichend bestimmt“, wenn sich der Inhalt der Regelung klar erkennen lässt. Die Vorschrift muss so formuliert sein, dass sich unmittelbar aus ihr Rechte und Pflichten ableiten lassen. Dies liegt vor, wenn der Inhalt der Regelung (der Tatbestand und die daran anknüpfende Rechtsfolge) ohne aufwändige Subsumtion festgestellt werden kann.³⁵⁵

3. Die Richtlinie begünstigt den Einzelnen gegenüber dem Staat.

Eine Richtlinie ist nach der Rspr. des EuGH nicht unmittelbar anwendbar, wenn sie auf den einzelnen Bürger belastend wirkt, also Verpflichtungen für den Bürger begründet.³⁵⁶

Bei der Prüfung dieser drei Voraussetzungen für die oben genannten Richtlinienbestimmungen hinsichtlich der Einführung von Smart Metering kann zusammenfassend festgehalten werden, dass alle aufgezählten Normen nicht hinreichend bestimmt i.S.d. EuGH-Rspr. sind und somit keine unmittelbare Anwendbarkeit der Normen möglich ist.

³⁵² Art. 288 AEUV, ex Art. 249 EGV.

³⁵³ Vgl. *Brenn*, Direktwirkung, ÖJZ 2005, 41 (44).

³⁵⁴ Vgl. *Öhlinger/Potacs*, EU-Recht, 69 ff.

³⁵⁵ Vgl. *Brenn*, Direktwirkung, ÖJZ 2005, 41 (45).

³⁵⁶ Vgl. *Öhlinger/Potacs*, EU-Recht, 72 f.

III. Nationale Vorgaben hinsichtlich intelligenter Stromzähler

In diesem Kapitel werden die bestehenden nationalen Regelungen des EIWOG 2010 und die entsprechenden Verordnungen dargestellt. Das EIWOG 2010 enthält zwei explizite Bestimmungen in Bezug auf die Einführung von intelligenten Messsystemen in Österreich und der erfassten Daten, welche entsprechend der Verfassungsbestimmung des § 1 EIWOG 2010 jeweils unmittelbar anwendbares Bundesrecht darstellen.

1. § 83 EIWOG 2010 – Intelligente Messgeräte

In § 83 EIWOG 2010 sind die Vorgaben hinsichtlich der Form der Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich enthalten. Diese lauten wie folgt:

§ 83 (1) Der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend kann nach Durchführung einer Kosten/Nutzanalyse die Einführung intelligenter Messeinrichtungen festlegen. Dies hat nach Anhörung der Regulierungsbehörde und der Vertreter des Konsumentenschutzes durch Verordnung zu erfolgen. Die Netzbetreiber sind im Fall der Erlassung dieser Verordnung zu verpflichten, jene Endverbraucher, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, mit intelligenten Messgeräten auszustatten.

(2) Die Regulierungsbehörde hat jene Anforderungen durch Verordnung zu bestimmen, denen diese intelligenten Messgeräte zu entsprechen haben und gemäß § 59 bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmung in Ansatz zu bringen. Der Betrieb von intelligenten Messgeräten hat unter Wahrung des Daten- und Konsumentenschutzes zu erfolgen; die Regulierungsbehörde hat die Vertreter des Konsumentenschutzes sowie die Datenschutzkommission weitestmöglich einzubinden.

In § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 ist eine Entscheidungskompetenz über die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich zugunsten des BMWFJ verankert und mit der Durchführung einer Kosten/Nutzenanalyse verknüpft. Die Erlassung einer solchen Verordnung ist im Gesetzestext als Kann-Bestimmung ausgeführt, während im Ministerialentwurf³⁵⁷ die Erlassung als Muss-Bestimmung ausformuliert war. Laut ErläutRV³⁵⁸ basiert die Entscheidung, die nach Anhörung der Regulierungsbehörde und von Vertretern des Konsumentenschutzes³⁵⁹ zu erfolgen hat, auf den Erkenntnissen von in Auftrag gegebenen und als „wirtschaftliche Bewertung“ im Sinne der Richtlinie zu qualifizierenden

³⁵⁷ Vgl. den ME 198/ME 24. GP.

³⁵⁸ Vgl. die RV 994 BlgNR 24. GP zu § 83 Abs. 1 EIWOG 2010.

³⁵⁹ Nach *Hauer* ist die Anhörungspflicht von „Vertretern des Konsumentenschutzes“ wegen Unbestimmtheit verfassungswidrig; vgl. *Hauer*, EIWOG 2010, *ecolex* 2011, 981 (983).

Studien, welche einen Vergleich unterschiedlicher Abdeckungs- und Zeitszenarien inklusive der damit verbundenen Nettoeffekte zum Gegenstand haben. Da Gesetze aber richtlinienkonform zu interpretieren sind, ergibt sich aus der in der EltRL 2009 normierten Verpflichtung der Einführung von intelligenten Stromzählern bei Vorliegen einer positiven Kosten/Nutzenanalyse, dass intelligente Zähler in Österreich trotz Kann-Bestimmung verpflichtend einzuführen sind³⁶⁰, da die von der Regulierungsbehörde beauftragte Analyse³⁶¹ einen positiven Nutzen für Österreich errechnet hat. Am 25.04.2012 trat die entsprechende Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird³⁶², in Kraft.³⁶³ Bis zum Inkrafttreten dieser Verordnung des Bundesministers lag es im freien Ermessen der Netzbetreiber, intelligente Messgeräte einzubauen und die entsprechenden Daten – unter Beachtung des Datenschutzgesetzes – zu erfassen und zu verarbeiten.³⁶⁴

Gemäß § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 hat die Regulierungsbehörde den genau einzuhaltenden Ablauf der Implementierung sowie insbesondere die Mindestfunktionalitäten der intelligenten Messgeräte mit Verordnung zu bestimmen. Nach den ErläutRV³⁶⁵ soll in der Verordnung insbesondere der Funktionsumfang, das anzuwendende Datenformat sowie die Ausgestaltung der relevanten Datenschnittstellen der intelligenten Messgeräte unter Berücksichtigung der Ermöglichung von Synergien mit anderen Energieträgern festgelegt werden. Betreffend des Funktionsumfangs wird die Erfassung jener Daten angeordnet, die für den Zweck der Verbrauchsinformation erforderlich sind.³⁶⁶ Die Verordnung ist aber auch für die Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmungen gem. § 59 EIWOG 2010 von

³⁶⁰ So auch *Pirstner-Ebner*, Rechtsprobleme, in: Storr, Energiewirtschaft, 155 f.

³⁶¹ Eine solche Kosten-Nutzen-Analyse der Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich wurde von PricewaterhouseCoopers im Auftrag der Regulierungsbehörde durchgeführt und im Juni 2010 veröffentlicht. Danach betragen die direkten Investitionskosten für die Netzbetreiber ca. 846 Mio. Euro. Volkswirtschaftlichen Gesamtkosten von ca. 4,3 Mrd. Euro im Best-Case Szenario (Einführung intelligenter Stromzähler bis 2015 und intelligenter Gaszähler bis 2017) steht ein Gesamtnutzen in Höhe von ca. 3,6 Mrd. Euro im Strombereich und ca. 1,4 Mrd. Euro im Gasbereich gegenüber. Die makroökonomische Analyse von vier unterschiedlich angenommenen Szenarien führt jeweils zu einem positiven Gesamteffekt für die österreichische Volkswirtschaft. Die Studie kann unter <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/pwc-austria-smart-metering-e-control-06-2010.pdf> abgerufen werden.

³⁶² Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird, BGBl. II 2012/138.

³⁶³ Zum Inhalt dieser Verordnung sogleich in Kapitel 6 III 4.

³⁶⁴ So auch *Hauer*, EIWOG 2010, *ecolex* 2011, 981 (983).

³⁶⁵ Ebenda.

³⁶⁶ So auch *Hauer*, EIWOG 2010, *ecolex* 2011, 981 (983).

Bedeutung, da dabei nur die Kosten für intelligente Stromzähler in Ansatz gebracht werden können, die den Anforderungen dieser Verordnung entsprechen.³⁶⁷

Des Weiteren ist normiert, dass die Regulierungsbehörde auch – in Zusammenarbeit mit Vertretern des Konsumentenschutzes – auf die Interessen der Konsumenten besonders Bedacht zu nehmen hat. Diesen Vertretern sind gem. der ErläutRV zu diesem Zwecke alle zu intelligenten Messgeräten erstellten Studien, soweit sie der Regulierungsbehörde bekannt sind, zu übermitteln. Die entsprechende Verordnung der Regulierungsbehörde wurde bereits im Juli 2011 zur Begutachtung veröffentlicht – lange bevor eine Verordnung bzw. dessen Entwurf über die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich überhaupt vorlag. Am 01.11.2011 trat die IMA-VO 2011³⁶⁸ schließlich in Kraft.³⁶⁹

Zwischen den Verfahrensvorschriften für die Verordnungserlassung durch die Regulierungsbehörde ist in § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 in einem Halbsatz normiert, dass der Betrieb der intelligenten Messgeräte, also die Erfassung und Verarbeitung der Daten³⁷⁰, unter Wahrung des Rechts auf Datenschutz zu erfolgen hat. Diese Anordnung des Gesetzgebers ist an die Netzbetreiber – und nicht an die Regulierungsbehörde – gerichtet. Näheres zum Aspekt des Datenschutzes ist dem EIWOG 2010 im Zusammenhang mit intelligenten Messgeräten jedoch nicht zu entnehmen.

2. § 84 EIWOG 2010 – Messdaten von intelligenten Messgeräten

In Bezug auf die Messdaten aus intelligenten Messgeräten ist in § 84 EIWOG 2010 Folgendes festgelegt:

§ 84. (1) Netzbetreiber sind verpflichtet, spätestens sechs Monate ab dem Zeitpunkt der Installation eines intelligenten Messgeräts beim jeweiligen Endverbraucher täglich dessen verbrauchsspezifische Zählerstände zu erfassen und für Zwecke der Verrechnung, Kundeninformation und Energieeffizienz zu speichern. Netzbetreiber sind weiters verpflichtet, jenen Endverbrauchern, deren Verbrauch über ein intelligentes Messgerät gemessen wird, sämtliche Verbrauchsdaten spätestens einen Tag nach deren erstmaliger Verarbeitung im Internet kostenlos zur Verfügung zu stellen.

³⁶⁷ Vgl. *Santer/Spiel*, Digitales Zeitalter, ZTR 2012, 93.

³⁶⁸ Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011), BGBl. II 2011/339.

³⁶⁹ Zum Darstellung des Inhalts der IMA-VO 2011 siehe Kapitel 6 III 3.

³⁷⁰ So die ErläutRV 994 BlgNR 24. GP zu § 83 Abs. 2 EIWOG 2010.

(2) Netzbetreiber sind verpflichtet, sofern der Kunde nicht widerspricht, monatlich Messwerte jener Endverbraucher, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, an die jeweiligen Lieferanten zu übermitteln. Die Lieferanten sind verpflichtet, innerhalb von zwei Wochen nach Übermittlung der Messwerte den Endverbrauchern eine aufgrund der gemessenen Werte erstellte Verbrauchs- und Stromkosteninformation kostenlos zu senden. Dem Endverbraucher ist die Wahlmöglichkeit einzuräumen, die Verbrauchsinformation auf Verlangen kostenlos in Papierform zu erhalten.

(3) Endverbrauchern, deren Verbrauch nicht mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, ist eine detaillierte Verbrauchsinformation mit der Rechnung zu übermitteln. Darüber hinaus hat der Netzbetreiber allen Endverbrauchern die Möglichkeit einzuräumen, einmal vierteljährlich Zählerstände bekannt zu geben. Der Netzbetreiber ist im Fall der Zählerstandsbekanntgabe verpflichtet, dem Endverbraucher innerhalb von zwei Wochen eine zeitnahe Verbrauchsinformation zu übermitteln.

(4) Die Regulierungsbehörde kann mit Verordnung die gemäß Abs. 2 vom Netzbetreiber an den Lieferanten zu übermittelnden Daten sowie den Detaillierungsgrad und die Form der Bereitstellung der Verbrauchsinformation gemäß Abs. 1 bis 3 festlegen. Sie hat dabei die Verständlichkeit sowie die Eignung der Information zur Bewirkung von Effizienzsteigerungen zu berücksichtigen.

a. Beginn der Datenerfassung

Nach den ErläutRV³⁷¹ soll § 84 EIWOG 2010 die in Anhang I Abs. 1 lit. h und i der EltRL 2009 geforderten Vorgaben für eine umfassende Verbrauchsinformation der Endverbraucher umsetzen. Um den Kunden also häufig genug und in angemessener Form über seinen tatsächlichen Stromverbrauch und die Stromkosten zu informieren, wurde in Österreich normiert, dass der Netzbetreiber, wenn er den Stromverbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts misst, dem Endverbraucher die gemessenen Daten spätestens einen Tag nach deren erstmaliger Erfassung online und kostenlos zur Verfügung zu stellen hat. Hinsichtlich des Beginns der Datenerfassung ist den Netzbetreibern ein Zeitfenster von sechs Monaten ab dem Zeitraum der Installation des Messgeräts eingeräumt. Dies soll den Netzbetreibern die Möglichkeit geben, intelligente Messgeräte Region für Region zu installieren, bevor mit der täglichen Auslesung der Zähler begonnen werden muss.³⁷²

³⁷¹ Vgl. ErläutRV zu § 84 EIWOG 2010.

³⁷² Vgl. ErläutRV zu § 84 EIWOG 2010.

b. Häufigkeit der Datenerfassung und -speicherung

In Bezug auf die Messdaten normiert § 84 Abs. 1 EIWOG 2010, dass die verbraucher-spezifischen Zählerstände täglich zu erfassen und zu speichern sind, ohne jedoch festzulegen, was unter diesem Begriff verstanden wird. Da intelligente Stromzähler mehr messen als nur den Stromverbrauch, wäre es denkbar, diese Bestimmung z.B. auch auf die Erfassung der Leistungsdaten anzuwenden. Entsprechend den ErläutRV soll der Endverbraucher durch diese Datenerfassung in die Lage versetzt werden, alle Informationen abrufen zu können, die er braucht, um sein Verbrauchsverhalten analysieren, unterschiedliche Angebote von Lieferanten bewerten und somit aktiv am Markt teilnehmen zu können. Durch die Bereitstellung der Information im Internet ist es dem Kunden auch möglich, seine Verbrauchsdaten Lieferanten zur Anbotslegung zur Verfügung zu stellen. Ungeachtet des im Vordergrund stehenden Wettbewerbsgedankens wird dem Endverbraucher durch Kenntnis seines genauen Stromverbrauches auch ermöglicht, seinen Stromverbrauch zu reduzieren und damit zur Steigerung der Energieeffizienz beizutragen. Für die notwendige Harmonisierung der bereitgestellten Verbrauchsinformation hat die Regulierungsbehörde mit Verordnung zu sorgen.³⁷³ Das EIWOG 2010 lässt im Gesetzestext weiters auch offen, in welchen zeitlichen Abständen die Verbrauchsdaten überhaupt gemessen werden müssen. Es bleibt nach dieser Bestimmung fraglich, ob unter „täglichem Erfassen“ die Erfassung eines einzigen Tageswertes oder die Erfassung von 96 Viertelstundenwerten eines Tages oder von 24 Stundenwerten verstanden wird. Nach den ErläutRV³⁷⁴ wird die Erfassung jener Daten angeordnet, die für die Verbrauchsinformation erforderlich sind. Aus der IMA-VO 2011 und der darin enthaltenen Anordnung, dass intelligente Messgeräte die Zählerstände, Leistungsmittelwerte und Energieverbrauchswerte in einem Intervall von 15 Minuten messen und speichern können müssen, lässt sich ableiten, dass eine Erfassung von Viertelstundenwerten beabsichtigt ist. Aus diesem Grund ist dieser Arbeit ein solches Intervall der Erfassung und Speicherung – v.a. in Hinblick auf die nachfolgende datenschutzrechtliche Analyse – zu Grunde gelegt.

Darüber hinaus werden die Netzbetreiber verpflichtet, die gemessenen Daten zu speichern (jedoch nicht notwendigerweise im Messgerät; in Betracht kommt v.a. auch ein Server des Netzbetreibers), um dem Kunden Vergleiche mit historischen Verbrauchsverhalten zu ermöglichen.³⁷⁵

³⁷³ Vgl. ErläutRV zu § 84 EIWOG 2010.

³⁷⁴ Ebenda.

³⁷⁵ Vgl. ErläutRV zu § 84 EIWOG 2010.

c. Zweckbestimmung

Als Zwecke für die Datenerfassung sind in § 84 Abs. 1 EIWOG 2010 die Verrechnung, Kundeninformation und Energieeffizienz genannt. Eine genaue Definition dieser Zwecke ist im EIWOG 2010 leider nicht enthalten. Was unter den Begriffen der Verrechnung und Kundeninformation gemeint ist, lässt sich aus dem allgemeinen Sprachgebrauch herleiten. Der Begriff der Energieeffizienz ist jedoch äußerst vielschichtig.

Der Zweck der Verrechnung wird in diesem Zusammenhang in der Art und Weise ausgelegt, dass dadurch die Einführung von zeit- und lastvariablen Tarifen ermöglicht wird, welche zu einer Reduzierung des Stromverbrauchs führen können. Für die Verrechnung der Systemnutzungstarife durch den Netzbetreiber oder der normalen Stromtarife durch den Lieferanten sind keine detaillierten Stromverbrauchsdaten notwendig, sondern genügen monatliche bzw. jährliche Verbrauchsdaten. Da es derzeit auch keine monatliche Stromabrechnung gibt, bleibt somit für den Zweck der Verrechnung bei Vorliegen solch detaillierter Daten lediglich die Abrechnung zeit- und lastvariabler Strompreise und Netzentgelte, die nur mithilfe von intelligenten Zählern angeboten und abgerechnet werden können.

Der Zweck der Kundeninformation wird in § 84 Abs. 1 und 2 EIWOG 2010 näher dargestellt. Danach haben zum einen die Netzbetreiber die Daten spätestens einen Tag nach deren Erfassung im Internet kostenlos zur Verfügung zu stellen und zum anderen die Lieferanten monatlich eine Verbrauchs- und Stromkosteninformation zu erstellen.

Der Rechtfertigungsgrund der Energieeffizienz rechtfertigt prinzipiell jeglichen Einsatz von intelligenten Messgeräten im Dienste eines effizienteren Einsatzes von Energie. Dies kann auf verschiedenste Weise erfolgen, nach Umständen auch in Konstellationen, die nach dem heutigen Stand der Technik noch gar nicht vorstellbar sind. Nach derzeitigem Stand der Technik ist etwa daran zu denken, dass intelligente Stromzähler dem Endverbraucher die zeitlich optimale Verlagerung seines Energieverbrauchs steuern. Auf der Erzeugerseite wäre etwa denkbar, dass der Einsatz intelligenter Stromzähler erst den Einsatz von dezentralen und/oder volatilen Energieträgern ermöglicht. Auch der Einsatz intelligenter Zähler zur Steuerung und Regelung der Nachfrage durch ein zentrales Nachfragesteuerungssystem im Interesse der Glättung von Verbrauchsspitzen lässt sich noch unter den Zweck der Energieeffizienz subsumieren.

d. Verbrauchs- und Stromkosteninformation

§ 84 Abs. 2 EIWOG 2010 verpflichtet zu monatlichen Verbrauchs- und Stromkosteninformation. Danach sind die Netzbetreiber gehalten, monatlich bestimmte Verbrauchsdaten an die jeweiligen Lieferanten zu übermitteln, welche ihrerseits dann für die Kunden die in der EltRL 2009 geforderte Verbrauchs- bzw. Stromkosteninformation erstellen. Da nur die Lieferanten das für den jeweiligen Kunden hinterlegte Energiepreismodell kennen, kann diese Information ausschließlich von den Lieferanten erstellt und den Kunden zugesendet werden.³⁷⁶ Im Ministerialentwurf war ursprünglich keine Widerspruchsoption des Kunden gegen die Weitergabe der gemessenen Verbrauchsdaten enthalten. Nun enthält § 84 Abs. 2 S. 1 EIWOG 2010 eine solche Widerspruchsmöglichkeit. Keine Möglichkeit zum Widerspruch besteht jedoch grds. gegen die generelle Erfassung und Speicherung der Verbrauchsdaten durch den Netzbetreiber, wie in § 84 Abs. 1 EIWOG 2010 angeordnet.³⁷⁷

Nach § 84 Abs. 3 EIWOG 2010 ist für jene Endverbraucher, deren Verbrauch nicht bzw. noch nicht mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, ebenfalls eine Verbrauchsinformation auszustellen.³⁷⁸ Demgemäß ist über die im Rahmen der Jahresabrechnung zu erfolgende Verbrauchsinformation (welche in der Regel aufgrund eines abgelesenen Zählerstandes erfolgt) hinaus jedem Endverbraucher die Möglichkeit zu geben, selbst vierteljährlich Zählerstände dem Lieferanten bekannt zu geben, aufgrund derer der Endverbraucher eine Abs. 2 vergleichbare Verbrauchs- bzw. Stromkosteninformation erhält.

e. Verordnungsermächtigung

§ 84 Abs. 4 EIWOG 2010 enthält (zusätzlich zu jener in § 83 Abs. 2 leg. cit.) eine weitere Verordnungsermächtigung zugunsten der Regulierungsbehörde. Danach wird diese ermächtigt, mittels Verordnung die an den Lieferanten zu übermittelnden Daten sowie den Detaillierungsgrad und die Form der Bereitstellung der Verbrauchsinformation festzulegen. Die einzige Anordnung des Gesetzgebers an die Regulierungsbehörde in diesem Zusammenhang ist, dass sie dabei die Verständlichkeit und die Eignung der Verbrauchsinformation zur Bewirkung von Effizienzsteigerung zu berücksichtigen hat. Diese Verordnungsermächtigung ist als Kann-Bestimmung normiert. Im Mai 2012 wurde von der

³⁷⁶ Vgl. ErläutRV zu § 84 EIWOG 2010.

³⁷⁷ So auch *Renner*, Umsetzung, 8.

³⁷⁸ Dies hat aus dem Grund zu erfolgen, da Anhang I Abs. 1 lit. i der Richtlinie 2009/72/EG alle Endverbraucher erfasst.

Regulierungsbehörde ein entsprechender Entwurf zur Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (kurz: DAVID-VO 2012)³⁷⁹ veröffentlicht, welcher einer öffentlichen Begutachtung bis Anfang Juli 2012 unterzogen wird.

3. Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011)

Um bereits vor der Umsetzung der europarechtlichen Vorgaben die Leistungsanforderungen für intelligente Stromzähler in Österreich zu kennen, veröffentlichte die Regulierungsbehörde im Juni 2010 – noch vor Inkrafttreten des EIWOG 2010 – einen Leistungskatalog für fernauslesbare Smart Metering-Systeme. Dieser Katalog stellte zwar nur eine unverbindliche Leitlinie für sämtliche Marktteilnehmer dar, sollte aber dazu beitragen, laufende bzw. zukünftige Projekte in Hinblick auf ihre Zukunftssicherheit beurteilen zu können. Dieser Katalog normierte jene Leistungen, die nach Ansicht der Regulierungsbehörde intelligente Messgeräte in Österreich beinhalten sollen und diente als Diskussionsgrundlage in einem öffentlichen Konsultationsverfahren. Der Leistungskatalog war ein wichtiger Schritt in Richtung Standardisierung, da es verschiedene Technologien und Anbieter von intelligenten Messsystemen und Stromzählern gibt und eine Kompatibilität der Systeme österreichweit daher – ohne einen solchen Katalog – nicht gegeben ist.

Da § 83 Abs. 2 des im März 2011 in Kraft getretenen EIWOG 2010 nunmehr die Regulierungsbehörde ermächtigte, per Verordnung festzulegen, über welche Funktionalitäten intelligente Stromzähler in der Zukunft in Österreich verfügen müssen, erließ die E-Control die IMA-VO 2011. Diese Verordnung³⁸⁰ ist am 01.11.2011 in Kraft getreten und beinhaltet in § 3 jene Mindestfunktionsanforderungen³⁸¹, denen intelligente Stromzähler in Österreich zu entsprechen haben:³⁸²

1. Bidirektionale Kommunikationsanbindung
2. Messung und Speicherung von Zählerständen, Leistungsmittelwerten oder Energieverbrauchswerten in einem Intervall von 15 Minuten sowie Speicherung des zum erfassten Zählerstands, Leistungsmittelwerts oder Energieverbrauchswerts

³⁷⁹ Zum Inhalt der DAVID-VO 2012 siehe unten in Kapitel 6 II 5.

³⁸⁰ Verordnung der Energie-Control Austria, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden – Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011), BGBl. II 2011/339.

³⁸¹ § 3 der IMA-VO 2011 entspricht weitestgehend dem oben erwähnten Leistungskatalog, welcher einem öffentlichen Konsultationsverfahren unterzogen wurde.

³⁸² Zur weiterführenden Analyse der grundlegenden Funktionsanforderungen siehe *Santer/Spiel*, Digitales Energiezeitalter, ZTR 2012, 93 ff.

- gehörenden Zeitstempels und des entsprechenden Datums; Möglichkeit der Speicherung eines täglichen Verbrauchswerts muss gegeben sein
3. Speicherung der Daten der maximal letzten 60 Kalendertage im Gerät
 4. Übermittlung der erfassten Daten einmal täglich bis spätestens 12:00 Uhr des darauffolgenden Kalendertages an den Netzbetreiber
 5. Anbindung von jedenfalls vier externen Mengenummessgeräten über eine Kommunikationsschnittstelle
 6. Kommunikation über eine Kommunikationsschnittstelle mit in der Kundenanlage vorhandenen externen Geräten
 7. Absicherung und Verschlüsselung der Daten nach dem anerkannten Stand der Technik
 8. Fernabschaltung
 9. Ausstattung mit einer internen Uhr sowie einer Kalenderfunktion
 10. Unterstützung von Status- bzw. Fehlerprotokollen und Zugriffsprotokollen; Ausstattung mit einer Manipulationserkennung
 11. Vorsehung der Möglichkeit eines Softwareupdates aus der Ferne
 12. Einhaltung der maß- und eichgesetzlichen und datenschutzrechtlichen Bestimmungen.

Der Anwendungsbereich der Bestimmungen ist gem. § 2 der Verordnung beschränkt auf Endverbraucher, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird. Dies sind Zählpunkte mit einem Verbrauch unter 100.000 kWh und einer Anschlussleistung unter 50 MW. De facto ist die Verordnung somit auf intelligente Zähler im Haushaltsbereich und im Bereich der KMU beschränkt.

Nach § 3 Z 2 der Verordnung sollen intelligente Zähler Zählerstände, Leistungsmittelwerte oder Energieverbrauchswerte im Intervall von 15 Minuten erfassen und speichern. Daraus folgt jedoch noch nicht die Art oder der Umfang des Auslesezyklus, welcher von dieser Verordnung nicht vorgegeben werden kann.³⁸³ Zu § 3 Z 3 führen die Erläut. aus, dass die gespeicherten Daten nach Ablauf von 60 Kalendertagen automatisch überschrieben werden und ab diesem Zeitpunkt nicht mehr verfügbar sein sollen. Diese Bestimmung widerspricht jedoch der Messgeräte Richtlinie³⁸⁴, die für Elektrizitätszähler in Anhang MI-003 normiert, dass

³⁸³ Vgl. die Erläut. zu § 3 Z 2 der IMA-VO 2011.

³⁸⁴ Richtlinie 2004/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31.03.2004 über Messgeräte, ABl. L 2004/135, 1.

nach einem Stromausfall die gemessenen Mengen elektrischer Energie über einen Zeitraum von min. vier Monaten ablesbar bleiben müssen.

Des Weiteren fordert die Messgeräte Richtlinie, dass Messgeräte zur Messung von Versorgungsleistungen auf jeden Fall mit einer der messtechnischen Kontrolle unterliegenden Sichtanzeige auszustatten sind, die für den Kunden ohne Hilfsmittel zugänglich ist. Diese Vorgabe ist wortgleich in Anhang I der Messgeräteverordnung³⁸⁵ in nationales Recht übernommen worden. Die Verordnung, mit der die Mindestanforderungen an intelligente Strommessgeräte bestimmt werden, enthält in den 12 Punkten des § 3 keine Aussage dazu, ob die Zähler ein Display besitzen müssen oder nicht. Zwar legt § 3 Z 12 der Verordnung fest, dass die Zähler den maß- und eichrechtlichen Bestimmungen zu entsprechen haben. Wie eine solche Sichtanzeige jedoch gestaltet sein muss und welche Daten damit für den Kunden angezeigt werden können, hätte Bestandteil dieser Verordnung sein sollen.

4. Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)

Die IME-VO³⁸⁶ legt die Einführung intelligenter Stromzähler in Österreich fest. Jeder Netzbetreiber hat im Rahmen der technischen Machbarkeit bis Ende 2015 mindestens 10 %, bis Ende 2017 mindestens 70 % und bis Ende 2019 mindestens 95 % der an ihr Netz angeschlossenen Endverbraucher mit intelligenten Messgeräten gem. den Vorgaben der IMA-VO 2011, auszustatten. Nach den Erläut. zu § 1 hat sich die Flächenabdeckung von 95 % an der jeweils technischen Machbarkeit an Ort und Stelle zu orientieren, da es unter Umständen Kundenanlagen geben kann, die nur unter stark erhöhtem technischem Aufwand und einhergehenden höheren Kosten über eine bidirektionale Datenverbindung angeschlossen werden können. Die Entscheidung, welche Endverbraucher mit intelligenten Zählern auszustatten sind, liegt im Ermessen des jeweiligen Netzbetreibers.

Erst mit Erlassung der IME-VO wurden in Österreich die Rahmenbedingungen und die Verpflichtung zur Einführung von intelligenten Stromzählern gesetzlich verankert. Aus

³⁸⁵ Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der eine Verordnung über Messgeräte erlassen wird (Messgeräteverordnung), BGBl. II 2006/274.

³⁸⁶ Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO), BGBl. II 2012/138. Die Verordnung trat am 25.04.2012 in Kraft.

diesem Grund ist § 84 EIWOG 2010 über die Messdaten von intelligenten Stromzählern erst seit Inkrafttreten dieser Verordnung anwendbar.

5. Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (DAVID-VO 2012)

Am 29.05.2012 wurde der Entwurf der DAVID-VO 2012³⁸⁷ zur Begutachtung veröffentlicht, welcher eher dem laufenden Betrieb als der Einführung von intelligenten Stromzählern dient. Dieser Verordnungsentwurf normiert einerseits die Anforderungen an die Datenübermittlung der vom Netzbetreiber an den Lieferanten zu übermittelnden Daten sowie andererseits den Detaillierungsgrad und die Form der Bereitstellung der Verbrauchsinformation. Nach den Erläut.³⁸⁸ zum Verordnungsentwurf definiert die DAVID-VO 2012 nur einen Mindeststandard von Informationen und der Informationsweitergabe. Weiterentwicklungen, zusätzliche Dienstleistungen sowie die Nutzung von modernen Informations- und Kommunikationstechnologien können zusätzlich von Netzbetreibern und Lieferanten umgesetzt werden. Inhaltlich normiert die Verordnung, dass die täglich erhobenen Messwerte täglich von Netzbetreiber an den Lieferanten zu übermitteln sind, wobei das Format und der Übermittlungsweg im Zuge des Marktregelprozesses von der E-Control gemeinsam mit den Marktteilnehmern festgelegt wird.³⁸⁹ Hinsichtlich der Anforderungen an die Darstellung der Verbrauchsdaten auf der Website des Netzbetreibers enthält der Verordnungsentwurf eine Liste von Mindestanforderungen. So müssen z.B. die Zugriffsrechte den datenschutzrechtlichen Bestimmungen entsprechen, die Website ist neutral ohne Nennung einer Marke eines Lieferanten zu gestalten und hat mindestens die in § 3 Verordnungsentwurf aufgezählten Funktionen wie die Darstellung in der kleinstverfügbaren Zeiteinheit, Vergleichswerte und Kennzahlen oder die Möglichkeit der individuellen Gestaltbarkeit der Daten zu enthalten. Die Inhalte der Verbrauchs- und Stromkosteninformation, die der Lieferant monatlich an die Endverbraucher in elektronischer Form oder auf Wunsch schriftlich per Post kostenlos zur Verfügung zu stellen hat, sind in § 6 des Verordnungsentwurfes aufgezählt. Dies sind z.B. eine einfache und klare Darstellung

³⁸⁷ Der Entwurf der Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Anforderungen an die Datenübermittlung von Netzbetreiber zu Lieferant und die Verbrauchsinformationen an die Endkunden festgelegt werden (Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 - DAVID-VO 2012) ist abrufbar unter http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2398325.

³⁸⁸ Die Erläuterungen zur Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an die Datenübermittlung von Netzbetreiber zu Lieferant und die Verbrauchsinformationen an die Endkunden festgelegt werden (Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (DAVID-VO 2012)), sind abrufbar unter http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2398327.

³⁸⁹ Vgl. § 2 des Entwurfes der DAVID-VO 2012.

des Verbrauches in Zahlenwerten und graphisch aufbereitet, Vergleichswerte und Stromspartipps. Auch bei der Verbrauchs- und Stromkosteninformation ist es den Lieferanten überlassen, die Basisinformationen mit zusätzlichen Instrumenten zu erweitern.³⁹⁰ Das Begutachtungsverfahren der Verordnung läuft bis 06.07.2012, sodass mit einer Erlassung der Verordnung im Herbst 2012 gerechnet werden kann.

IV. Intelligente Zähler und das österreichische Datenschutzrecht

Einer der Grundgedanken hinter der Einführung von intelligenten Zählern ist, dass der Stromverbrauch für den Kunden sichtbar und somit auch besser steuerbar wird. Der Kunde soll dadurch einen besseren Überblick über seinen tatsächlichen Strom-, und in Zukunft auch über seinen Gas-, Fernwärme- bzw. Wasserverbrauch erhalten.³⁹¹ Dem steht jedoch als Problem gegenüber, dass durch die technisch gegebene Möglichkeit zur jederzeitigen Auslesung von detaillierten – i.d.R. viertelstündlichen – Messdaten die Beobachtung privater Haushalte zumindest potentiell möglich ist. Diese Messergebnisse lassen nämlich beispielsweise gewisse Rückschlüsse auf Lebensgewohnheiten der Bewohner einer Verbrauchsstelle zu, wodurch diese „gläsern“ werden.³⁹² Diese Funktion der zeitnahen Erfassung von detaillierten Stromverbrauchsdaten und die Möglichkeit der jederzeitigen Fernauslesung wirft die Frage der Vereinbarkeit von intelligenten Stromzählern mit dem Datenschutzrecht, insbesondere dem Datenschutzgesetz (DSG 2000)³⁹³ und dem darin verankerten sogenannten Grundrecht auf Datenschutz, auf. Entgegen der Überschrift des § 1 DSG 2000 („Grundrecht auf Datenschutz“) gibt es kein einheitliches Grundrecht auf Datenschutz. Vielmehr besteht dieses aus vier gesonderten Rechten:

1. Dem Recht auf Geheimhaltung personenbezogener Daten (§ 1 Abs. 1 DSG 2000),
2. dem Recht auf Auskunft³⁹⁴ (§ 1 Abs. 3 Z 1 leg. cit.),
3. dem Recht auf Richtigstellung unrichtiger Daten (§ 1 Abs. 3 Z 2 leg. cit.) und
4. dem Recht auf Löschung unzulässigerweise verarbeiteter Daten (§ 1 Abs. 3 Z 2 leg. cit.).

³⁹⁰ Vgl. Erläut. zu § 5 und 6 des Entwurfes der DAVID-VO 2012.

³⁹¹ Zur detaillierten Darstellung des Kundennutzens siehe *Causemann/Löffler*, Smart Metering, in: Köhler-Schulte, Smart Metering, 35 ff.

³⁹² Ausführlich zur Gewinnung von Verhaltensprofilen und zu Rückschlüssen auf das Verhalten *Müller*, Verhaltensprofile, DuD 6/2010, 359 ff.

³⁹³ Bundesgesetz über den Schutz personenbezogener Daten (Datenschutzgesetz 2000 – DSG 2000), BGBl. I 1999/165 i.d.F. BGBl. I 2009/135.

³⁹⁴ Nach § 1 Abs. 3 Z 1 DSG 2000 hat jeder *das Recht auf Auskunft darüber, wer welche Daten über ihn verarbeitet, woher die Daten stammen, und wozu sie verwendet werden, insbesondere auch, an wen sie übermittelt werden.*

Die Rechte auf Auskunft, Richtigstellung und Löschung werden auch unter dem Begriff „Betroffenenrechte“ zusammengefasst.³⁹⁵

Das Recht auf Geheimhaltung personenbezogener Daten gem. § 1 Abs. 1 DSG 2000 besagt, dass jedermann³⁹⁶, also sowohl natürliche als auch juristische Personen, Anspruch auf Geheimhaltung seiner personenbezogenen Daten hat. Darunter ist der Schutz des Betroffenen sowohl vor der Ermittlung seiner Daten als auch vor der Weitergabe der über ihn ermittelten Daten zu verstehen. Beschränkungen des Rechts auf Geheimhaltung sind ohne Zustimmung des Betroffenen gem. § 1 Abs. 2 DSG 2000 nur zur Wahrung überwiegender berechtigter Interessen eines anderen zulässig. Behördliche Eingriffe müssen zusätzlich aus einem der in Art. 8 Abs. 2 EMRK³⁹⁷ genannten Grund notwendig sein. Das Recht auf Geheimhaltung steht somit unter einem materiellen Gesetzesvorbehalt, wonach gesetzliche Beschränkungen grundsätzlich zulässig sind, aber aus den in Art. 8 Abs. 2 EMRK genannten Gründen gerechtfertigt sein müssen. Nach Art. 8 Abs. 2 EMRK darf eine Behörde in das Recht auf Achtung des Privat- und Familienlebens nur eingreifen, soweit der Eingriff gesetzlich vorgesehen und in einer demokratischen Gesellschaft notwendig ist für die nationale oder öffentliche Sicherheit, für das wirtschaftliche Wohl des Landes, zur Aufrechterhaltung der Ordnung, zur Verhütung von Straftaten, zum Schutz der Gesundheit oder der Moral oder zum Schutz der Rechte und Freiheiten anderer.

Auf den Fall der Einführung von intelligenten Stromzählern in Österreich übertragen bedeutet dies, dass aufgrund des materiellen Gesetzesvorbehalts in § 1 Abs. 2 DSG 2000 mit einer gesetzlichen Grundlage, hier konkret durch § 84 Abs. 1 EIWOG 2010, in das Recht auf Geheimhaltung eingegriffen werden kann, sofern dies dem Schutz der in Art. 1 Abs. 2 EMRK aufgezählten Schutzgüter dient und diese Beschränkung „in einer demokratischen Gesellschaft notwendig ist“. Die letztgenannte Formulierung umschreibt den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit in der EMRK und umfasst die Überprüfung der Zweck-Mittel-Relation.³⁹⁸ So muss erstens das Ziel der gesetzlichen Regelung im öffentlichen Interesse liegen und zweitens die Regelung zur Erreichung dieses Ziels geeignet, erforderlich und angemessen

³⁹⁵ Vgl. *Jahnel*, Datenschutzrecht, 2/3.

³⁹⁶ Es handelt sich somit um ein Menschenrecht, welches nicht an die österreichische Staatsbürgerschaft gebunden ist.

³⁹⁷ Konvention zum Schutze der Menschenrechte und Grundfreiheiten vom 04.11.1950, BGBl. 1958/210 i.d.F. BGBl. III 2010/47.

³⁹⁸ Vgl. *Grabenwarter/Holoubek*, Verfassungsrecht, 394; eingehender zum Thema der Verhältnismäßigkeit siehe *Grabenwarter*, Europäische Menschenrechtskonvention, 115 ff.

sein. In den Niederlanden wurde in einem Gutachten der Universität Tilburg³⁹⁹ durch die Einführung von intelligenten Stromzählern eine Verletzung von Art. 8 EMRK gesehen, da die Erforderlichkeit zur Erreichung der Ziele der Energieeffizienzsteigerung und das Funktionieren des Energiemarktes verneint wurde. Die Verhältnismäßigkeit der Einführung von intelligenten Stromzählern in Österreich ist hingegen gegeben, da die Installation von intelligenten Zählern einerseits dem wirtschaftlichen Wohl des Landes dient⁴⁰⁰ und andererseits intelligente Stromzähler geeignet, erforderlich und angemessen sind, um das Ziel Energieeffizienz, auch in Hinblick auf die Implementierung von Smart Grids, zu erreichen.⁴⁰¹ Somit ist der materielle Gesetzesvorbehalt erfüllt und gesetzliche Beschränkungen des Rechts auf Geheimhaltung nach § 1 Abs. 2 DSG 2000 sind in diesem Bereich zulässig.

1. Begrifflichkeiten des DSG 2000

Das DSG 2000 verwendet eigene Begriffe, die vorab im nachfolgenden Kapitel kurz erläutert werden:

a. Auftraggeber

Der Begriff des Auftraggebers ist in § 4 Z 4 normiert und ein eigenständiger Begriff des DSG 2000. Auftraggeber sind gem. § 4 Z 4 *natürliche oder juristische Personen, Personengemeinschaften oder Organe einer Gebietskörperschaft beziehungsweise die Geschäftsapparate solcher Organe, wenn sie allein oder gemeinsam mit anderen die Entscheidung getroffen haben, Daten zu verwenden (Z 8), unabhängig davon, ob sie die Daten selbst verwenden (Z 8) oder damit einen Dienstleister (Z 5) beauftragen*. Der Auftraggeber einer Datenanwendung wird oft auch als „Herr der Daten“ bezeichnet, da er derjenige ist, der die tatsächliche Verfügungsbefugnis über die Daten hat und die alleinige Entscheidung über den Einsatz der automationsunterstützten Verarbeitung trifft. Auftraggeber i.S.d. Datenschutzgesetzes ist somit derjenige, der die Verfügungsgewalt über die Daten ausübt. Die Auftraggebereigenschaft ist nicht davon abhängig, ob eine

³⁹⁹ Das Gutachten von *Cuijpers* und *Koops*, Het wetsvoorstel 'slimme meters': een privacytoets op basis van art. 8 EVRM, kann unter http://www.consumentenbond.nl/morello-bestanden/209547/onderzoek_UvT_slimme_energi1.pdf abgerufen werden.

⁴⁰⁰ Siehe die Ausführungen zu den Auswirkungen auf die Beschäftigung und den Wirtschaftsstandort Österreich im Vorblatt zum Entwurf der Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird.

⁴⁰¹ *Pirstner-Ebner* rechtfertigt das Vorliegen des wirtschaftlichen Wohls des Landes mit dem Umweltschutz und Einsparungspotenzial. Vgl. *Pirstner-Ebner*, Rechtsprobleme, in: Storr, Energiewirtschaft, 167 f.

Entscheidung, personenbezogene Daten zu verarbeiten, zulässigerweise getroffen wurde. Die Eigenschaft, Auftraggeber (und damit „Verantwortlicher“) zu sein, ist vielmehr die Folge eines faktischen Verhaltens, nämlich einer autonom getroffenen Entscheidung, bestimmte Verarbeitungsschritte zu setzen. Dies kann beim Einsatz von intelligenten Stromzählern in Haushalten nur der Netzbetreiber sein, da die Entscheidung über die Installation von solchen intelligenten Zählern regelmäßig von ihm getroffen wird. Infolge der Qualifikation des Netzbetreibers als datenschutzrechtlicher Auftraggeber obliegen ihm u.a. folgende Pflichten:⁴⁰²

- Einhaltung der Qualitätsgrundsätze (§ 6 DSG 2000),
- Prüfung der Zulässigkeitskriterien für den Einsatz eines Dienstleisters (§§ 10 f. DSG 2000),
- Treffen der Datensicherheitsmaßnahmen bei eigenem EDV-Einsatz (§ 14 DSG 2000),
- Verpflichtung der Mitarbeiter auf das Datengeheimnis (§ 15 DSG 2000),
- Meldepflicht der Datenanwendung (§ 17 DSG 2000),
- Informationspflicht (§ 24 DSG 2000),
- Offenlegungspflicht (§ 25 DSG 2000),
- Wahrung der Betroffenenrechte auf Auskunft (§ 26 DSG 2000), Richtigstellung oder Löschung (§ 27 DSG 2000),
- Wahrung des Rechts auf Widerspruch (§ 28 DSG 2000).

b. Betroffener

Betroffener i.S.d. Datenschutzgesetzes ist nach § 4 Z 3 DSG 2000 *jede vom Auftraggeber (Z 4) verschiedene natürliche oder juristische Person oder Personengemeinschaft, deren Daten verwendet (Z 8) werden*. Erfasst sind demnach nicht nur natürliche Personen (wie es die Datenschutzrichtlinie vorsieht), sondern auch juristische Personen und Personengemeinschaften wie z.B. Hauseigentümergeinschaften oder Gesellschaften bürgerlichen Rechts. Natürliche und auch juristische Personen, deren Verbrauchsdaten mittels intelligenter Messsysteme aufgezeichnet werden, sind somit Betroffene i.S.d. DSG 2000 und daher Träger subjektiver Rechte, die sich aus dem DSG 2000 ergeben. Dies ist vor allem das Recht auf Geheimhaltung der Daten sowie die Betroffenenrechte (das Recht auf Information und Auskunft, das Recht auf Richtigstellung und auf Löschung).

⁴⁰² Vgl. *Jahnel*, Datenschutzrecht, 3/44.

c. Datenverwendung

Als Überbegriff für die Handhabung von Daten verwendet das DSG 2000 den Begriff des „Verwendens von Daten“. Dieser ist in § 4 Z 8 DSG 2000 als *jede Art der Handhabung von Daten, also sowohl das Verarbeiten (Z 9) als auch das Übermitteln (Z 12) von Daten* definiert.

Nach § 4 Z 9 DSG 2000 umfasst das Verarbeiten von Daten *das Ermitteln, Erfassen, Speichern, Aufbewahren, Ordnen, Vergleichen, Verändern, Verknüpfen, Vervielfältigen, Abfragen, Ausgeben, Benützen, Überlassen (Z 11), Sperren, Löschen, Vernichten oder jede andere Art der Handhabung von Daten mit Ausnahme des Übermittels (Z 12) von Daten*. Entsprechend dieser Definition fällt somit jede Art der Handhabung von Daten, mit Ausnahme des Übermittels, unter dem Begriff des Verarbeitens. Der Begriff des Übermittels dagegen ist in § 4 Z 12 DSG 2000 definiert als *die Weitergabe von Daten an andere Empfänger als den Betroffenen, den Auftraggeber oder einen Dienstleister, insbesondere auch das Veröffentlichens von Daten; darüber hinaus auch die Verwendung von Daten für ein anderes Aufgabengebiet des Auftraggebers*. Eine Übermittlung von Daten kann nach dieser Definition also auch innerhalb eines Unternehmens stattfinden, nämlich dann, wenn die Daten für ein anderes Aufgabengebiet des Auftraggebers verwendet werden.

d. Personenbezogene Daten

Personenbezogene Daten, also Daten die vom DSG 2000 geschützt sind, sind nach § 4 Z 1 leg. cit. definiert als *Angaben über Betroffene (Z 3), deren Identität bestimmt oder bestimmbar ist, „nur indirekt personenbezogen“ sind Daten für einen Auftraggeber (Z 4), Dienstleister (Z 5) oder Empfänger einer Übermittlung (Z 12) dann, wenn der Personenbezug der Daten derart ist, dass dieser Auftraggeber, Dienstleister oder Übermittlungsempfänger die Identität des Betroffenen mit rechtlich zulässigen Mitteln nicht bestimmen kann*. Der Begriff „Angaben“ ist dabei weit im Sinne von „Information“ über Betroffene zu verstehen. Aufgrund der Weite des Begriffes fallen darunter sowohl Angaben, die Betroffene klar identifizieren, wie z.B. Name, Adresse, Geburtsdatum, Postanschrift, Sozialversicherungsnummer, Kundennummern, Fingerabdrücke, etc., als auch alle Informationen über Verhaltensweisen, wie Konsum-, Zahlungs- oder Freizeitverhalten, etc. Bestimmbar ist

die Identität dann, wenn es sich z.B. um codierte Daten handelt, die mit einem Code jederzeit entschlüsselt werden können.⁴⁰³

Intelligente Stromzähler erfassen die Verbrauchsdaten von Anschlussinhabern und speichern diese auf dem Gerät ab. Eine Übermittlung der Daten an den Netzbetreiber erfolgt dann je nach Systemeinstellung entweder einmal jährlich, monatlich, täglich oder in noch kleineren Zeitabständen. Die mithilfe intelligenter Messgeräte aufgezeichneten Verbrauchsdaten fallen nach der in § 4 Z 1 DSGVO 2000 festgelegten Bestimmung somit unter den Begriff (personenbezogene) „Daten“ i.S.d. Datenschutzgesetzes, da diese Geräte Angaben – nämlich den Energieverbrauch – über Betroffene aufzeichnen, deren Identität eindeutig bestimmt oder zumindest über den Zählpunkt bestimmbar ist und damit Rückschlüsse auf die Lebensgewohnheiten des Betroffenen ermöglichen.⁴⁰⁴ Selbst wenn in einem Haushalt mehrere Personen leben und somit eine unmittelbare Zurechnung des Energieverbrauchs zu einzelnen Personen nicht möglich ist, liegen personenbezogene Daten vor, nämlich zumindest in Bezug auf den Anschlussinhaber.⁴⁰⁵ In ähnlichem Sinn hat die Datenschutzkommission⁴⁰⁶ Telefon-Rufnummern als personenbezogene Daten der Anschlussinhaber qualifiziert, obwohl auch in diesem Fall mehrere Personen das Mobiltelefon benutzen können. Werden hingegen Daten mehrerer Haushalte, mehrerer Häuser oder sogar von ganzen Straßenzügen aggregiert, liegen keine personenbezogenen Daten mehr vor und das DSGVO 2000 ist nicht anwendbar.

2. Datenschutzrechtliche Prüfung der Verwendung von Viertelstundenstromverbrauchswerten durch den Netzbetreiber

Gemäß § 84 Abs. 1 EWOOG 2010 sind die Netzbetreiber verpflichtet, beim jeweiligen Endverbraucher täglich dessen verbrauchsspezifische Zählerstände zu erfassen und für Zwecke der Verrechnung, Kundeninformation und Energieeffizienz zu speichern. Ob diese Anordnung mit dem Recht auf Geheimhaltung personenbezogener Daten (§ 1 Abs. 1 DSGVO 2000) vereinbar ist, soll in diesem Kapitel analysiert werden.

⁴⁰³ Vgl. *Dohr/Pollirer/Weiss/Knyrim*, DSGVO, § 4 Anm. 2; *Jahnel*, Datenschutzrecht, 3/72.

⁴⁰⁴ So z.B. auch *Renner*, Datenschutz, 21 und *Buschmann/Motyka*, Energieeffizienz, wbl 2011, 11 (16).

⁴⁰⁵ Zumindest die Information, dass jemand Inhaber eines Elektrizitätsanschlusses ist, über den bestimmte Mengen Energie zu bestimmten Zeiten etc. bezogen werden.

⁴⁰⁶ DSK 09.08.2006, K121.109/0006-DSK/2006.

Für die nachfolgende datenschutzrechtliche Prüfung wird die Erfassung und Verarbeitung von Viertelstundenstromverbrauchswerten durch den Netzbetreiber angenommen, da dieses Zeitintervall nach der IMA-VO 2011 als Minimumintervall (arg. Mindestfunktionsanforderungen) vorgegeben ist. Da davon ausgegangen werden kann, dass von der Regulierungsbehörde keine Funktionsanforderungen an Geräte gestellt werden, die sodann nicht benötigt werden, erscheint derzeit eine Messung der Verbrauchswerte in einem Intervall von 15 Minuten durch intelligente Stromzähler realistisch. Obwohl sich die folgende Analyse nur auf die Verwendung von Stromverbrauchswerten bezieht, lassen sich die Ergebnisse analog auf die – gem. § 3 Abs. 2 IMA-VO 2011 geforderte – Erfassung und Speicherung von Zählerständen und Leistungsmittelwerten übertragen, da diese über das Zeitintervall wieder zu Verbrauchswerten führen.

§§ 6 und 7 DSGVO 2018 verlangen für das Vorliegen einer datenschutzrechtlich zulässigen Verarbeitung von Daten die positiven Beurteilung folgender vier Prüfungsschritte:

1. Einhaltung der allgemeinen Grundsätze des § 6 DSGVO 2018
2. Berechtigung des Auftraggebers
3. Berücksichtigung der schutzwürdigen Geheimhaltungsinteressen des Betroffenen
4. Überprüfung des erforderlichen Ausmaßes und des gelindesten Mittels.

a. Prüfung der Einhaltung der allgemeinen Grundsätze des § 6 DSGVO 2018

§ 6 Abs. 1 DSGVO 2018 enthält in Anlehnung an Art. 6 der Datenschutzrichtlinie⁴⁰⁷ die bereits in der Datenschutzkonvention des Europarates enthaltenen Qualitätsgrundsätze, die bei jeder Datenverwendung eingehalten werden müssen.⁴⁰⁸ Für die Zulässigkeit der Verwendung der Verbrauchsdaten, welche durch intelligente Stromzähler ermittelt werden, sind daher die Grundsätze

1. von Treu und Glauben und der Rechtmäßigkeit,
2. der Zweckbindung,
3. der Wesentlichkeit,
4. der sachlichen Richtigkeit und Aktualität sowie

⁴⁰⁷ Richtlinie 95/46/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24.10.1995 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten und zum freien Datenverkehr, ABl. L 1995/281, 31.

⁴⁰⁸ Vgl. *Pollirer/Weiss/Knyrim*, DSGVO, Anm. 3 zu § 6.

5. der Datenlöschung

zu beachten. Die Einhaltung dieser allgemeinen Grundsätze ist im jeweils konkreten Anwendungsfall zu prüfen. Für die weitere datenschutzrechtliche Analyse wird unterstellt, dass die Grundsätze des § 6 DSGVO eingehalten werden.

b. Prüfung der Berechtigung des Auftraggebers

§ 7 Abs. 1 DSGVO fordert, dass sowohl der Zweck als auch der Inhalt der Datenanwendung, also die Ermittlung und die Weiterverarbeitung der detaillierten Stromverbrauchsdaten, von den gesetzlichen Zuständigkeiten oder den rechtlichen Befugnissen des jeweiligen Auftraggebers gedeckt sein müssen.

aa. Zweck und Inhalt der Datenanwendung

(1) ZWECK

Die Begriffe „Zweck“ und „Inhalt“ der Datenanwendung sind im DSGVO 2018 nicht definiert. Das EIVOG 2010 enthält drei verschiedene Zwecke der Datenermittlung.

Als erster Zweck ist in § 84 Abs. 1 EIVOG 2010 die Verarbeitung der detaillierten Stromverbrauchsdaten durch intelligente Stromzähler für Zwecke der Verrechnung genannt. Ob die Daten für die Verrechnung eines Einheitstarifs oder von variablen Tarifen genutzt werden sollen, ist dem Gesetzestext nicht zu entnehmen. Es ist aber festzuhalten, dass intelligente Zähler als Voraussetzung für die Einführung und Nutzung tageszeit- und lastabhängiger (variabler) Netztarife und Strompreise gelten. Die Kunden sollen durch günstigere Tarife in stromnachfrage-schwächeren Zeiten dazu bewegt werden, ihren Stromverbrauch von Spitzenzeiten in nachfrageschwächere Zeiten zu verlagern oder über Tarifmodelle mit Leistungsbegrenzungen Strom zu sparen. Diese Anreize werden durch den Einsatz von intelligenten Zählern nun erstmals möglich, da diese zeit- und lastvariabel den Stromverbrauch erfassen können.⁴⁰⁹ Zwar werden derzeit in Österreich noch keine variablen Stromtarife für Haushaltskunden angeboten, jedoch schafft die Ausstattung von

⁴⁰⁹ Zu den unterschiedlichen Modellen für last- und zeitvariable Tarife sowie die Voraussetzungen und Möglichkeiten dieser Tarife in Deutschland siehe das Gutachten „Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen“ von *Nabe et al.* im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

Haushaltskunden mit intelligenten Zählern die technische Grundlage für diese innovativen Strompreisgestaltungen mit Lenkungswirkung.

Das EIWOG 2010 nennt als zweiten Zweck der Erfassung der detaillierten Viertelstundenwerte die Information des Kunden. Die aufbereitete Information ist gem. § 84 EIWOG 2010 einerseits im Wege des Internetauftrittes des Netzbetreibers bereitzustellen. Dies soll es dem Kunden ermöglichen, seine Stromverbrauchsdaten (tageweise, wochenweise, über mehrere Wochen, etc.) – auch graphisch einprägsam aufbereitet – abzurufen und zu analysieren. Andererseits sollen die Daten vom Lieferanten zur Erstellung einer Verbrauchs- und Stromkosteninformation genutzt werden. Es sei für diese datenschutzrechtliche Prüfung unterstellt, dass die solchermaßen aufbereitete Information einen Mehrwert gegenüber dem persönlichen Ablesen der aktuellen elektrischen Arbeits- und Leistungswerte am (intelligenten) Zähler vor Ort darstellt.

Als dritter und letzter Zweck ist im EIWOG 2010 die Energieeffizienz genannt. Vom Gesetzgeber bleibt dieser Zweck undefiniert und daher sehr schwammig. Die Information über den Stromverbrauch (die Datenverarbeitung erfolgt für Zwecke der Kundeninformation) soll Einsparungen durch die Änderung des Verhaltens des Kunden bewirken. Die Einführung von variablen Tarifen (die Datenverarbeitung erfolgt für Zwecke der Verrechnung) hingegen soll Lastverschiebungen bewirken. Der dritte Zweck – die Energieeffizienz – bezieht sich daher nicht mehr nur auf die Kundenseite, sondern auch auf den Netzbetreiber. Die zeitnahe Kenntnis des Stromverbrauchs, aber auch der Einspeisungen ins Stromnetz, führt auf Seite der Netzbetreiber zu einer möglichen Reduktion des Einsatzes von Spitzenlastkraftwerken. Durch den ständig steigenden Anteil der Stromerzeugung aus volatilen Energieträgern und die somit ebenfalls unregelmäßigen Einspeisungen ins Stromnetz ist die zeitnahe und detaillierte Kenntnis eine Optimierung der Netzsteuerung und erhöht somit die Versorgungssicherheit in Europa.

(2) INHALT

Der „Inhalt“ der Datenanwendung bezeichnet die in der Datenverarbeitung verwendeten Datenarten und die betroffenen Personengruppen sowie auf welche Art die Daten verarbeitet werden.⁴¹⁰ Inhalt der Datenanwendung ist die Auslesung der Stromverbrauchsdaten im

⁴¹⁰ Vgl. *Jahnel*, Datenschutzrecht, 4/10; *Knyrim*, Datenschutzrecht, 93.

Viertelstundentakt und die anschließende Speicherung der Daten auf einem zentralen Server des Netzbetreibers.

(3) DATENANWENDUNG

Der Begriff der „Datenanwendung“ ist in § 4 Z 7 DSG 2000 definiert als *die Summe der in ihrem Ablauf logisch verbundenen Verwendungsschritte (Z 8), die zur Erreichung eines inhaltlich bestimmten Ergebnisses (des Zweckes der Datenanwendung) geordnet sind und zur Gänze oder auch nur teilweise automationsunterstützt, also maschinell und programmgesteuert, erfolgen.* Die Datenanwendung – also die Ermittlung und Weiterverarbeitung der Daten – besteht z.B. im Fall der Erfassung der Daten für Zwecke der Verrechnung variabler Tarife durch den Lieferanten aus dem Ablauf der verschiedenen Verarbeitungsschritte, welche notwendig sind, um die ausgelesenen Viertelstundenverbrauchswerte an den jeweiligen Lieferanten zu übermitteln.

bb. Vorliegen einer gesetzlichen Zuständigkeit oder einer rechtlichen Befugnis

(1) GESETZLICHE ZUSTÄNDIGKEIT

Die Voraussetzung, dass die Datenanwendung von der gesetzlichen Zuständigkeit des Auftraggebers gedeckt sein muss, gilt für Auftraggeber des öffentlichen Bereichs.⁴¹¹ Da Energieversorgungsunternehmen jedoch nicht als Auftraggeber des öffentlichen Bereichs anzusehen sind, ist dieses Kriterium hier nicht relevant. Aus diesem Grund wird auf den Begriff der „gesetzlichen Zuständigkeit“ nicht weiter eingegangen.

(2) RECHTLICHE BEFUGNIS

Nach den ErläutRV⁴¹² zu § 7 DSG 2000 geht es beim Tatbestand der „rechtlichen Befugnis“ um die „Berechtigung“ des Auftraggebers. Sie ist nach h.M.⁴¹³ durch Ermittlung der rechtlichen Grundlagen der Tätigkeit des Auftraggebers festzustellen. Diese kann sich z.B. aus einer Gewerbeberechtigung, einer notwendigen Konzession nach einem Materiengesetz, einer sonstigen Berufsberechtigung oder Ähnlichem ableiten. Daraus folgt,

⁴¹¹ Vgl. *Dohr/Pollirer/Weiss/Knyrim*, DSG, § 7 Anm. 5.

⁴¹² ErläutRV 1613 BlgNR 20. GP 40.

⁴¹³ Vgl. dazu *Dohr/Pollirer/Weiss/Knyrim*, DSG, § 7 Anm. 5; *Jahnel*, Datenschutzrecht, 4/17; *Knyrim*, Datenschutzrecht, 95.

dass ein berufsrechtlich berechtigtes Unternehmen in seinem Geschäftsbereich grds. jene Datenverarbeitungen vornehmen darf, die zur Erfüllung des Geschäftszwecks notwendig sind; hingegen dürfen Daten für einen anderen Geschäftsbereich, der von dieser rechtlichen Befugnis nicht umfasst ist, nicht verarbeitet werden.⁴¹⁴

Für Netzbetreiber ergibt sich die rechtliche Befugnis aus der Regelung über die Konzessionspflicht, welche in § 42 EIWOG 2010 normiert ist. Danach bedarf jeder Netzbetreiber für den Betrieb eines Verteilernetzes innerhalb eines Bundeslandes einer Konzession⁴¹⁵. Die Ausführungsgesetze der einzelnen Länder haben die Voraussetzungen für die Erteilung dieser Konzession näher zu regeln.⁴¹⁶ § 42 Abs. 1 EIWOG 2010 ist immanent, dass der Betrieb⁴¹⁷ eines Verteilernetzes erst nach Erlassung eines positiven Bescheids der jeweils zuständigen Landesregierung aufgenommen werden darf.⁴¹⁸ Verfügt der Netzbetreiber somit über keine Konzession (und darf daher kein Netz betreiben), ist es ihm nicht erlaubt, Daten aus Messgeräten (herkömmliche oder digitale Zähler) zu verwenden. Wer hingegen über eine Konzession zum Betrieb eines Verteilernetzes verfügt, hat damit die prinzipielle „rechtliche Befugnis“ i.S.d. § 7 Abs. 1 DSG 2000, die für diese Erwerbstätigkeit erforderlichen Datenverarbeitungen vorzunehmen.

c. Berücksichtigung der schutzwürdigen Geheimhaltungsinteressen des Betroffenen

Nachdem sowohl die Einhaltung der allgemeinen Grundsätze des § 6 DSG 2000 als auch das Vorliegen der rechtlichen Befugnisse des Netzbetreibers für die Datenverarbeitung bejaht wurden, ist in einem nächsten Schritt zu prüfen, ob die konkrete Datenanwendung schutzwürdige Geheimhaltungsinteressen des Betroffenen verletzt. Unter diesem Begriff wird generell das Interesse des Betroffenen an der Geheimhaltung der über ihn verarbeiteten Daten verstanden.⁴¹⁹ Die Relevanz schutzwürdiger Geheimhaltungsinteressen wird im DSG 2000 an zwei Stellen näher bestimmt. Für sensible Daten erfolgt dies in Form einer taxativen

⁴¹⁴ Vgl. *Jahnel*, Datenschutzrecht, 4/17.

⁴¹⁵ Das ist nach *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 26 Rz. 2 eine – wie auch immer bezeichnete – bescheidmäßig zu erteilende Erlaubnis für die Ausübung der konzessionspflichtigen Tätigkeit.

⁴¹⁶ Im Bundesland Oberösterreich ist das Verfahren für die Erteilung einer Konzession für die Netzbetreiber in §§ 31 ff. Oö. EIWOG 2006 normiert.

⁴¹⁷ Konzessionsfrei können hingegen die **Errichtung** eines Netzes oder einzelner Leitungsstränge bleiben.

⁴¹⁸ Vgl. *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 26 Rz. 2.

⁴¹⁹ Vgl. *Jahnel*, Datenschutzrecht, 4/20.

Aufzählung zulässiger Verwendungsfälle in § 9 DSG 2000. Für nicht-sensible Daten⁴²⁰ hingegen erfolgt die nähere Ausgestaltung dieses Tatbestandes in § 8 Abs. 1 DSG 2000, welcher mit demonstrativ aufgezählten Beispielen in § 8 Abs. 3 leg. cit. detaillierter dargestellt wird. Aus den in § 8 Abs. 1 DSG 2000 normierten Rechtfertigungsgründen sind im Zusammenhang mit der Verarbeitung der detaillierten Stromverbrauchsdaten folgende Gründe denkbar:

- Bestehen einer ausdrücklichen gesetzlichen Ermächtigung oder Verpflichtung zur Verwendung der Daten (Z 1),
- Zustimmung des Betroffenen zur Verwendung seiner Daten (Z 2),
- Überwiegende berechtigte Interessen des Auftraggebers oder eines Dritten erfordern die Datenverwendung (Z 4 - Generalklausel), insbesondere wenn die Datenverwendung
 - zur Erfüllung einer vertraglichen Verpflichtung zwischen Auftraggeber und Betroffenen erforderlich ist (§ 8 Abs. 3 Z 4 DSG 2000).

Im Folgenden werden nun diese alternativen Rechtfertigungsgründe auf ihre Eignung als Rechtfertigungsgrund für die Erfassung und Verarbeitung von Viertelstundenstromverbrauchsdaten geprüft. Die Analyse erfolgt – wo nötig – jeweils getrennt für die drei im EIWOG 2010 genannten Zwecke.

aa. Ausdrückliche gesetzliche Ermächtigung oder Verpflichtung

Diese Darstellung gilt für alle drei im EIWOG 2010 genannten Zwecke (Verrechnung, Kundeninformation, Energieeffizienz):

Seit Inkrafttreten der Verordnung des BMWFJ, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (IME-VO), gibt es eine Entscheidung über die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich. Aus diesem Grund ist § 84 EIWOG 2010 über die Messdaten von intelligenten Messgeräten und somit über die Pflichten der Netzbetreiber seit 25.04.2012 anwendbar. Daraus folgt, dass eine ausdrückliche gesetzliche Ermächtigung oder Verpflichtung zur Verwendung der Daten i.S.d. § 8 Abs. 1 Z 1 DSG 2000 vorliegt und die Erfassung und Verarbeitung der Viertelstundenstromverbrauchswerte somit datenschutzrechtlich – bei Vorliegen aller anderer Voraussetzungen – gerechtfertigt ist.

⁴²⁰ Siehe zur Einordnung der hier in Rede stehenden Datenarten als nicht-sensible Daten bereits ausführlicher in Kapitel 6 IV 1 d.

Grundsätzlich verweist das DSG 2000 mit diesem Rechtfertigungsgrund auf Materiengesetze des Bundes sowie der Länder.⁴²¹ Aus den Materialien zum DSG 1978 sowie aus mehreren Rundschreiben des BKA-VD⁴²² geht hervor, dass eine ausdrückliche gesetzliche Ermächtigung jede der Komponenten einer Datenverarbeitung erfassen und auch die zugelassenen Daten ausdrücklich bezeichnen muss. Im Gesetz müssen somit Aussagen über die zu verarbeitenden Datenarten und über Betroffenenkreise und über die Empfänger der Daten enthalten sein.⁴²³ Damit wird ein sehr hohes Regelungsniveau gefordert. Regelungen, die zwar zur automationsunterstützten Datenverarbeitung ermächtigen, aber aufgrund der Unmöglichkeit der Erfassung aller künftig zu verwendenden Datenarten keine entsprechend detaillierten Angaben enthalten, erfüllen diese Bedingungen nicht.⁴²⁴ In gleicher Weise entschied auch der VfGH⁴²⁵ zu § 83 Abs. 2 TKG⁴²⁶, wonach unter dem Titel „Umfang der Aufsichtsrechte“ *Konzessionsinhaber und andere Betreiber von Telekommunikationsdiensten verpflichtet waren, dem Bundesminister für Wissenschaft und Verkehr und der Regulierungsbehörde auf Verlangen die Auskünfte zu erteilen, die für den Vollzug dieses Gesetzes und der relevanten internationalen Vorschriften notwendig waren.* Als die Regulierungsbehörde mit einem auf § 83 Abs. 2 TKG gestützten Schreiben die beschwerdeführende Gesellschaft aufforderte, bis zu einem bestimmten Datum eine Reihe von im Schreiben näher genannten (insb. betriebswirtschaftliche) Daten zu übermitteln, stellte der VfGH fest, dass § 83 Abs. 2 TKG angesichts der Weite seiner Ermächtigung, Auskünfte zu verlangen, kein nach § 1 Abs. 2 DSG 2000 Eingriffe in das Grundrecht auf Datenschutz legitimierendes Gesetz sei. Die Bestimmung bezeichnete für sich genommen nicht ausreichend präzise, also nicht für jedermann vorhersehbar, unter welchen Voraussetzungen Auskünfte über geschützte Daten für die Wahrnehmung konkreter Verwaltungsaufgaben erforderlich seien. Der angefochtene Bescheid, der sich ausdrücklich auf § 83 Abs. 2 und 3 TKG berief, verletzte damit schon wegen des Fehlens der i.S.d. § 1 Abs. 2 DSG 2000 erforderlichen gesetzlichen Grundlage das Grundrecht auf Datenschutz.

Nach der Rspr. des VfGH⁴²⁷ muss eine Ermächtigungsnorm i.S.d. § 1 Abs. 2 DSG 2000 somit ausreichend präzise, also für jedermann vorhersehbar, bezeichnen, unter welchen Voraussetzungen die Ermittlung bzw. die Verwendung der Daten zulässig ist. Der jeweilige

⁴²¹ Vgl. *Pollirer/Weiss/Knyrim*, DSG, § 8 Anm. 5; so auch *Jahnel*, Datenschutzrecht, 4/30.

⁴²² So z.B. BKA-VD, GZ 810.099/1-V/1a/85.

⁴²³ Vgl. *Drobesch/Grosinger*, Datenschutzgesetz, Anm. zu § 8 Abs. 1 und 2 sowie *Jahnel*, Datenschutzrecht, 4/30.

⁴²⁴ Ebenda.

⁴²⁵ VfSlg. 16.369.

⁴²⁶ § 83 Abs. 2 Telekommunikationsgesetz i.d.F. BGBl. I 1997/100.

⁴²⁷ VfSlg. 18.146.

Gesetzgeber muss somit i.S.d. § 1 Abs. 2 DSG 2000 eine materienspezifische Regelung in dem Sinn vorsehen, dass die Fälle zulässiger Eingriffe in das Grundrecht auf Datenschutz konkretisiert und begrenzt werden. § 84 Abs. 1 EIWOG 2010 könnte nach dieser Rspr. des VfGH ebenso das Grundrecht auf Datenschutz verletzen und somit verfassungswidrig sein.⁴²⁸ Auch der Datenschutzrat hat in seiner Stellungnahme zur IME-VO nochmals darauf hingewiesen, dass § 84 EIWOG 2010 nicht den datenschutzrechtlichen Vorgaben einer ausdrücklichen gesetzlichen Ermächtigung oder Verpflichtung entspricht. Eine solche gesetzliche Bestimmung sollte insbesondere den Anlass und Zweck der Verwendung, die von der Verwendung Betroffenen, die Kategorien der zu verwendenden Datenarten, den oder die Auftraggeber, allfällige Übermittlungsempfänger sowie Angaben über technisch-organisatorische Besonderheiten der Verwendung enthalten.⁴²⁹

Bis zur Überprüfung der Rechtswidrigkeit der Rechtsnorm und ihrer Aufhebung durch den VfGH ist die betreffende Norm jedoch weiterhin in Geltung (Fehlerkalkül) und von den Netzbetreibern auch anzuwenden.

bb. Zustimmung

Auch eine Zustimmung des Betroffenen zur Erfassung und Verarbeitung der Stromverbrauchsdaten rechtfertigt eine Datenverwendung. § 4 Z 14 DSG 2000 definiert die Zustimmung als die *gültige, insbesondere ohne Zwang abgegebene Willenserklärung des Betroffenen, dass er in Kenntnis der Sachlage für den konkreten Fall in die Verwendung seiner Daten einwilligt*. Ungültig ist die Zustimmungserklärung z.B. wegen Handlungsunfähigkeit des Betroffenen, bei Vorliegen eines Willensmangels oder eines Widerrufs. Insbesondere ohne Zwang bedeutet, dass die Erklärung nicht unter physischem oder psychischem Zwang oder unter Drohung abgegeben worden sein darf. Eine solche Zustimmung kann der Betroffene z.B. auch stillschweigend erteilen, wenn er sich für die Nutzung des Internetportals auf der Internetseite des Netzbetreibers anmeldet.

Aus praktischer Sicht ist diese Alternative der Rechtfertigung aber damit belastet, dass jederzeit ein Widerruf der Zustimmung möglich ist. Ein solcher Widerruf ist gem. § 8 Abs. 1 Z

⁴²⁸ So auch *Hauenschield*, in: *Hauenschield/Oberndorfer/Oberndorfer/Schneider*, EIWOG 2010, Anm. zu § 83, 244.

⁴²⁹ Die Stellungnahme des Datenschutzrates zum Thema „Datenschutzrechtliche Anmerkungen zum Smart Metering“ und der Einführung intelligenter Messgeräte“ ist abrufbar unter <http://www.bka.gv.at/DocView.axd?CobId=46977>.

2 DSGVO 2000 an keine Widerrufsfrist gebunden und bewirkt ab sofort die Unzulässigkeit der weiteren Datenverwendung. Dies verpflichtet den Netzbetreiber aber nicht zur Deinstallation des intelligenten Zählers; er muss bloß auf eine Verarbeitungsstufe zurückgehen, welche datenschutzrechtlich auch ohne Zustimmung des Betroffenen zulässig ist.⁴³⁰ Dies wäre z.B. jedenfalls eine Auslesung der Daten einmal jährlich oder monatlich, da bei einem solchen Intervall keine Rückschlüsse auf die Lebensgewohnheiten der Kunden gezogen werden können.

cc. Überwiegende berechtigte Interessen des Auftraggebers oder eines Dritten

Eine weitere Möglichkeit der Rechtfertigung der Verwendung nicht-sensibler Daten liegt nach § 8 Abs. 1 Z 4 DSGVO 2000 dann vor, wenn überwiegende berechtigte Interessen des Auftraggebers (also des Netzbetreibers) oder eines Dritten die Verwendung der Daten erfordern. In der Praxis greift dieser Tatbestand vor allem als Rechtfertigungsgrund für eine Datenverarbeitung, wenn die Zustimmung des Betroffenen nicht eingeholt werden kann bzw. wenn die Zustimmung einen zu großen Aufwand erfordern würde.⁴³¹ Dies trifft auch auf Energieversorgungsunternehmen zu, die i.d.R. über eine sehr große Anzahl von Kunden verfügen. Als Auslegungshilfe für diesen Tatbestand sind in § 8 Abs. 3 DSGVO 2000 sieben Fälle aufgezählt, die Anhaltspunkte für die Interessensgewichtung aus der Sicht des Gesetzgebers bieten. Abgesehen von diesen demonstrativ aufgezählten Beispielen in § 8 Abs. 3 leg. cit. sind demnach weitere Fälle denkbar, die eine Datenverarbeitung durch den Netzbetreiber aufgrund überwiegender berechtigter Interessen rechtfertigen. Für die drei im EIWOG 2010 genannten Zwecke sind folgende Gründe als Rechtfertigung denkbar:

(1) FÜR ZWECKE DER VERRECHNUNG

Eine unmittelbare Rechtfertigung der Datenverarbeitung ist für den Netzbetreiber als Auftraggeber nach § 8 Abs. 3 Z 4 DSGVO 2000 nicht möglich, da die Vereinbarung über eine Abrechnung auf Basis variabler Tarife keine vertragliche Verpflichtung zwischen dem Kunden und dem Netzbetreiber, sondern eine Vereinbarung zwischen dem Lieferanten und dem Kunden darstellt. Aus der Sicht des Lieferanten wäre jedoch eine Rechtfertigung der Datenerhebung im Grunde des § 8 Abs. 3 Z 4 DSGVO 2000 gegeben. Bei Deutung der Datenerhebung als Maßnahme des Lieferanten (als Auftraggeber i.S.d. § 4 Z 4 DSGVO 2000),

⁴³⁰ So auch *Hauer*, EIWOG 2010, *ecolex* 2011, 981 (983).

⁴³¹ Vgl. *Jahnel*, *Datenschutzrecht*, 4/47.

der sich dazu lediglich des Netzbetreibers als Dienstleister i.S.d. § 4 Z 5 DSG 2000 bedient, kann jedoch § 8 Abs. 3 Z 4 DSG 2000 die Datenverwendung rechtfertigen.

Die Generalklausel des § 8 Abs. 1 Z 4 DSG 2000 rechtfertigt hingegen die Datenermittlung auch aus Sicht des Netzbetreibers (als Auftraggeber), da ein überwiegendes berechtigtes Interesse eines Dritten, nämlich des Lieferanten, die Verwendung der Daten erfordert. Nur durch die Ermittlung der Stromverbrauchsdaten im Viertelstundentakt ist es dem Lieferanten möglich – vorausgesetzt, der jeweilige Tarif erfordert eine Erfassung von viertelstündlichen Daten –, gem. dem vereinbarten variablen Tarif zu bepreisen und abzurechnen. Aus diesem Grund überwiegt das Interesse des Lieferanten das schutzwürdige Geheimhaltungsinteresse des Kunden zweifellos.

(2) FÜR ZWECKE DER KUNDENINFORMATION

Eine vorstellbare Alternative wäre, dass im Vertrag (sei es auch im Wege über die Allgemeinen Geschäftsbedingungen) zwischen dem Netzbetreiber und dem Kunden die Vereinbarung enthalten ist, dass der Kunde berechtigt ist, über das Internetportal seine detaillierten Viertelstundenstromverbrauchswerte abzurufen und zu analysieren. Dies würde die Erfassung, Speicherung und Verarbeitung dieser detaillierten Daten durch den Netzbetreiber nach § 8 Abs. 3 Z 4 DSG 2000 rechtfertigen. Fehlt hingegen eine solche Klausel im Vertrag bzw. in den AGB, so kann § 8 Abs. 3 Z 4 leg. cit. nicht als Rechtfertigungsgrund herangezogen werden. Für die Erstellung der Verbrauchs- und Stromkosteninformation durch den Lieferanten ist die Anwendung dieses Rechtfertigungsgrundes hingegen nicht möglich.

Mit dem Rückgriff auf die Generalklausel des § 8 Abs. 1 Z 4 DSG 2000 kann eine solche Datenverwendung überdies gerechtfertigt sein, wenn ein überwiegendes berechtigtes Interesse des Auftraggebers oder eines Dritten die Verwendung erfordert. Werden die Daten für Zwecke der Information des Kunden erfasst, so besteht jedoch kein Interesse des Netzbetreibers an der Auslesung der Daten im Viertelstundentakt, sondern allenfalls ein Interesse des Kunden, sodass die Generalklausel des § 8 Abs. 1 Z 4 DSG 2000 die Verwendung der detaillierten Daten nicht rechtfertigen kann.

(3) FÜR ZWECKE DER ENERGIEEFFIZIENZ

Netzbetreiber verpflichten sich i.d.R. gegenüber ihren Kunden zur Aufrechterhaltung einer sicheren Stromversorgung. Für diese Versorgung sind die Stromverbrauchsdaten aller Haushalte zwar hilfreich und erleichtern die Aufrechterhaltung der Stromversorgung, sind aber nach dem derzeitigen Stand der Technik nicht „erforderlich“ i.S.d. § 8 Abs. 3 Z 4 DSGVO 2018. Da die Netzbetreiber ihre Stromnetze augenscheinlich bisher und auch derzeit noch – und zwar ohne Verwendung der Viertelstundenstromverbrauchsdaten der Haushalte – stabil und zuverlässig halten konnten, ist keine Erforderlichkeit der Verwendung dieser Daten gegeben. Insbesondere sind keine technischen Entwicklungen bekannt, die in Änderung der bisherigen technischen Lage künftig die Kenntnis aller Verbrauchsdaten zur Netzsteuerung unabdingbar erscheinen lassen. Aus diesem Grund rechtfertigt § 8 Abs. 3 Z 4 DSGVO 2018 die Verwendung der Viertelstundenwerte nicht.

Die Generalklausel des § 8 Abs. 1 Z 4 DSGVO 2018 würde eine Ermittlung und Weiterverwendung der Viertelstundenwerte von Haushalten rechtfertigen, wenn überwiegende berechnete Interessen des Auftraggebers (Netzbetreibers) oder eines Dritten die Verwendung erfordern. Von Seiten der Netzbetreiber wird die Netzstabilisierung und -steuerung als berechtigtes Interesse argumentiert. Weiters ist jedoch zu prüfen, ob dieses Interesse das schutzwürdige Geheimhaltungsinteresse der Betroffenen überwiegt und – bei Überwiegen – ob das berechnete Interesse die Datenverwendung „erfordert“, wobei die Erforderlichkeit der Datenverwendung und die Interessenabwägung in einem inneren Zusammenhang stehen.

Bei der Beurteilung dieser Fragen ist zu berücksichtigen, dass die Optimierung der Netzsteuerung gewiss nicht die Kenntnis der Verbrauchswerte der einzelnen Haushalte erfordert, sondern dass aggregierte lokale Informationen (etwa für alle Haushalte einer Straße) ausreichen. Für die Erhebung solcher aggregierter lokaler Informationen genügt jedoch die Installation vergleichsweise weniger intelligenter Zähler an entsprechenden Knotenpunkten, an denen nur die Summe der über diesen Messpunkt laufenden Verbräuche gemessen wird und daher keine personenbezogenen Daten mehr erhoben werden. Angesichts dieser Möglichkeit überwiegt das Interesse der Netzbetreiber an der Verwendung der Viertelstundenstromverbrauchswerte das Geheimhaltungsinteresse der Haushalte nicht.

d. Überprüfung des erforderlichen Ausmaßes und des gelindesten Mittels

Als letzte Voraussetzung der datenschutzrechtlichen Analyse ist die Einhaltung des erforderlichen Ausmaßes und des gelindesten Mittels zu prüfen. Dies ist jeweils im Einzelfall zu untersuchen. Als Beispiel einer Datenerfassung, welche nicht das erforderliche Ausmaß umfasst, wäre die Erfassung von Viertelstundenwerten für Zwecke der Verrechnung von variablen Strompreisen, wenn lediglich zwei unterschiedliche Tarife (z.B. von 8 bis 18 Uhr und von 18 bis 8 Uhr) angeboten werden. Eine Erfassung von Viertelstundenwerten für diese Verrechnung würde das erforderliche Ausmaß überschreiten.

3. Datenschutzrechtliche Prüfung der Übermittlung der Viertelstundenstromverbrauchswerten

Nachdem die Verarbeitung der detaillierten Stromverbrauchsdaten geprüft und für bestimmte Zwecke für datenschutzrechtlich zulässig erachtet wurde, ist in einem weiteren Schritt zu untersuchen, ob der Netzbetreiber die – zulässigerweise – erfassten und gespeicherten Viertelstundenstromverbrauchswerte auch an den Lieferanten weiterreichen darf. Eine solche Übermittlung der Daten von Netzbetreiber an den Lieferanten hat sowohl für Zwecke der Verrechnung variabler Tarife als auch für Zwecke der Kundeninformation durch eine Verbrauchs- und Stromkosteninformation zu erfolgen. § 7 Abs. 2 DSG 2000 sieht für die datenschutzrechtliche Prüfung der Zulässigkeit der Übermittlung der detaillierten Stromverbrauchsdaten vom Netzbetreiber an den Stromlieferanten vier Voraussetzungen vor:

1. Die Daten stammen aus einer zulässigen Datenverwendung gem. § 7 Abs. 1 DSG 2000,
2. Glaubhaftmachung der gesetzlichen Zuständigkeit oder rechtlichen Befugnis,
3. Nichtverletzung schutzwürdiger Geheimhaltungsinteressen des Betroffenen und
4. Überprüfung des erforderlichen Ausmaßes und des gelindesten Mittels sowie die Einhaltung der Grundsätze des § 6 (§ 7 Abs. 3 DSG 2000).

Diese vier datenschutzrechtlichen Voraussetzungen werden nun kurz dargestellt und für die Zwecke der Verrechnung und der Kundeninformation geprüft:

a. Die Daten stammen aus einer zulässigen Datenverwendung gem. § 7 Abs. 1 DSG 2000

Die Zulässigkeit der Datenverarbeitung gem. § 7 Abs. 1 DSG 2000 wurde soeben geprüft und für datenschutzrechtlich rechtmäßig beurteilt. Die erste Voraussetzung der Übermittlung der detaillierten Stromverbrauchsdaten an den Stromlieferanten ist somit gegeben.

b. Glaubhaftmachung der gesetzlichen Zuständigkeit oder rechtlichen Befugnis

Die zweite Voraussetzung umfasst gem. § 7 Abs. 2 Z 2 DSG 2000 folgende Prüfungsschritte:⁴³²

1. Der Zweck der Übermittlung muss feststehen und rechtmäßig sein;
2. der Empfänger muss eine ausreichende gesetzliche Zuständigkeit oder rechtliche Befugnis besitzen, um Daten zu diesem Zweck verwenden zu dürfen;
3. der Empfänger muss diese gesetzliche Zuständigkeit oder rechtliche Befugnis – soweit sie nicht außer Zweifel steht – dem Übermittler glaubhaft machen.

Der Zweck der Übermittlung ist zum einen die Abrechnung des Stromverbrauchs des Kunden entsprechend des variablen Tarifs durch den Stromlieferanten, zum anderen die Erstellung einer Verbrauchs- und Stromkosteninformation. Diese Zwecke stehen von vornherein fest und sind auch rechtmäßig. Unter der Voraussetzung, dass der Stromlieferant die erforderlichen landesrechtlichen Erwerbsausübungsvorschriften⁴³³ erfüllt, besitzt er auch die notwendige rechtliche Befugnis, um die Stromverbrauchsdaten verwenden zu dürfen. Der Stromlieferant muss diese rechtliche Befugnis dem Netzbetreiber glaubhaft machen. Somit liegen alle Punkte der zweiten Voraussetzung für eine zulässige Datenübermittlung vor.

c. Berücksichtigung der schutzwürdigen Geheimhaltungsinteressen des Betroffenen

Als dritte Voraussetzung für eine zulässige Übermittlung der detaillierten Stromverbrauchsdaten sind wiederum die Rechtfertigungsgründe des § 8 DSG 2000 zu prüfen, wobei der Blickwinkel jedoch hier eben die Daten**übermittlung** durch den Netzbetreiber an den Lieferanten und nicht die Datenermittlung und -verarbeitung durch den Netzbetreiber ist. Die Anwendung folgender Rechtfertigungsgründe wäre denkbar:

⁴³² Vgl. *Jahnel*, Datenschutzrecht, 4/122.

⁴³³ Z.B. § 51 Abs. 1 Oö. EIWOG 2006.

aa. Ausdrückliche gesetzliche Ermächtigung oder Verpflichtung (§ 8 Abs. 1 Z 1 DSGVO 2000)

§ 84 Abs. 2 EIVOG 2010 enthält die Verpflichtung der Netzbetreiber, monatlich Messwerte jener Endverbraucher, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, an die jeweiligen Lieferanten zu übermitteln. Da auch für die Übermittlung der Daten die Rechtfertigungsgründe des § 8 DSGVO 2000 gelten, muss an eine solche ausdrückliche gesetzliche Ermächtigung oder Verpflichtung das gleiche hohe Regelungsniveau gestellt werden, wie dies in Kapitel 6 IV 2 c aa. bereits bei der Datenverarbeitung ausführlich dargestellt wurde. § 84 Abs. 2 EIVOG 2010 erfüllt aber diese hohen Anforderungen, da für den Betroffenen (Kunden) vorhersehbar ist, welche Daten vom Netzbetreiber wann und zu welchem Zweck (Kundeninformation und Verrechnung) an den Lieferanten übermittelt werden. Des Weiteren ist den Kunden im Gesetz ein Widerspruchsrecht gegen diese Datenübermittlung eingeräumt.

bb. Zustimmung des Betroffenen (§ 8 Abs. 1 Z 2 DSGVO 2000)

Bei Vorliegen einer Zustimmung des Kunden ist die Übermittlung immer gerechtfertigt. Die Zustimmung⁴³⁴ des Kunden muss in diesem Fall jedoch nicht auf die Ermittlung der Daten durch den Netzbetreiber, sondern eben auf die Übermittlung der Daten an den Lieferanten lauten. Dies bedeutet, dass die Zustimmung dem Netzbetreiber gegenüber – und nicht dem Lieferanten gegenüber, aus dessen Sicht eine Ermittlung vorliegt – erteilt werden muss.

cc. Überwiegende berechtigte Interessen des Auftraggebers oder eines Dritten

(1) FÜR ZWECKE DER VERRECHNUNG

Üblicherweise enthält der Liefervertrag (bzw. die Allgemeinen Lieferbedingungen), abgeschlossen zwischen dem Kunden und dem Stromlieferanten, Bestimmungen über den anwendbaren Tarif und die Abrechnung des verbrauchten Stroms (i.d.R. erfolgt eine einmal jährliche Abrechnung), sodass der Lieferant zur Erfüllung dieser vertraglichen Verpflichtung bei einem vereinbarten variablen Tarif die vom Netzbetreiber abgelesenen detaillierten Verbrauchsdaten benötigt. Auf diese Vereinbarung kommt es jedoch hier bei § 8 Abs. 3 Z 4 DSGVO 2000 nicht an, weil die Zulässigkeit der Übermittlung aus der Perspektive des Netzbetreibers zu beurteilen ist, der durch den Vertrag zwischen dem Lieferanten und dem

⁴³⁴ Auf die Ausführungen zur Zustimmung in Kapitel 6 IV 2 c bb. kann verwiesen werden.

Strombezieher nicht verpflichtet wird. Entscheidend für die Anwendbarkeit dieses Tatbestandes ist somit, ob eine vertragliche Verpflichtung zwischen dem Netzbetreiber und dem Kunden auf Übermittlung der detaillierten Stromverbrauchsdaten an den Lieferanten vereinbart ist, was jeweils im Einzelfall zu prüfen ist.

Abgesehen vom Rechtfertigungsgrund des § 8 Abs. 3 Z 4 DSG 2000 kann auch die Generalklausel des § 8 Abs. 1 Z 4 leg. cit. als Rechtfertigung für die Übermittlung der Daten herangezogen werden. Die Generalklausel erfordert für eine zulässige Übermittlung der detaillierten Verbrauchsdaten ein überwiegendes berechtigtes Interesse eines Dritten. Ein solches Interesse des Lieferanten (also eines Dritten) liegt zweifellos vor, da dieser die Daten zur Abrechnung der von ihm gelieferten Elektrizität gemäß dem vereinbarten variablen Tarif benötigt. Daher rechtfertigt jedenfalls § 8 Abs. 1 Z 4 DSG 2000 die Übermittlung der detaillierten Stromverbrauchsdaten an den Lieferanten.

(2) FÜR ZWECKE DER KUNDENINFORMATION

Der Rechtfertigungsgrund des § 8 Abs. 3 Z 4 DSG 2000 ist erfüllt, wenn im Vertrag zwischen dem Netzbetreiber und dem Kunden die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Übermittlung der detaillierten Viertelstundenstromverbrauchswerte an den Lieferanten enthalten ist, aus denen der Lieferant dann die Verbrauchs- und Stromkosteninformation für den Kunden erstellt. Da die Zulässigkeit der Datenübermittlung aus Sicht des Netzbetreibers zu beurteilen ist, ist für die Beurteilung dieser Verpflichtung der Vertrag zwischen Kunde und Netzbetreiber entscheidend und nicht der Vertrag zwischen Kunde und Lieferant. Ob eine solche vertragliche Verpflichtung vorliegt, ist jeweils im Einzelfall zu prüfen.

Die Generalklausel des § 8 Abs. 1 Z 4 DSG 2000 kann die Übermittlung der Daten an den Lieferanten rechtfertigen, wenn ein überwiegendes berechtigtes Interesse des Lieferanten (eines Dritten) die Übermittlung erfordert. Dieses Interesse ist im vorliegenden Fall gegeben, da der Lieferant die Daten für die Erstellung der Verbrauchs- und Stromkosteninformation benötigt. Überwiegend ist dieses Interesse ebenfalls, da die Übermittlung vom Netzbetreiber an den Lieferanten für ihn die einzige Möglichkeit darstellt, die zur Erstellung notwendigen Informationen zu erhalten. Aus diesem Grund rechtfertigt § 8 Abs. 1 Z 4 DSG 2000 die Übermittlung der Viertelstundenstromverbrauchsdaten an den Lieferanten.

d. Überprüfung des erforderlichen Ausmaßes und des gelindesten Mittels sowie die Einhaltung der Grundsätze des § 6 DSG 2000

Auch bei der Übermittlung der Daten darf der verursachte Eingriff in das Grundrecht auf Datenschutz nur in einem erforderlichen Ausmaß und nur unter den gelindesten zur Verfügung stehenden Mitteln erfolgen. Diese Voraussetzungen sind bei der Übermittlung der viertelstündlich erfassten Stromverbrauchsdaten an den Lieferanten zur Abrechnung des Strombezugs bzw. der Erstellung der (die Viertelstundendaten enthaltende) Verbrauchs- und Stromkosteninformation gegeben. Wie bereits ausgeführt, ist die Einhaltung der Grundsätze des § 6 DSG 2000 jeweils im Einzelfall zu prüfen.

4. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge

Intelligente Zähler – sog. Smart Meter – gelten als technologischer Baustein für die Implementierung von Smart Grids. Bereits im Jahr 2004 wurden intelligente Zähler erstmals in einer EU-Richtlinie erwähnt, jedoch nur als eine von mehreren demonstrativ aufgezählten Maßnahmen zur Erreichung bzw. Erhaltung des Gleichgewichts zwischen Stromangebot und Stromnachfrage. Ganz konkrete Vorgaben zur Einführung von intelligenten Stromzählern in der Europäischen Union wurden im Jahr 2009 in der EItRL 2009 normiert. Danach haben die Mitgliedstaaten mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Stromzählern auszustatten, wenn die durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse positiv bewertet wurde. Die Umsetzung dieser EU-Vorgaben erfolgte in Österreich in den §§ 83, 84 EIWOG 2010. Bis zur Erlassung der IME-VO, welche die Verpflichtung zur Einführung von intelligenten Stromzählern bei 95 % der Endverbraucher bis zum Jahr 2019 gesetzlich verankert, lag es im freien Ermessen der Netzbetreiber, intelligente Stromzähler zu installieren und unter Wahrung des Datenschutzes Daten zu erfassen. Zusätzlich bestimmte die Regulierungsbehörde in der IMA-VO 2011 die Mindestfunktionalitäten der intelligenten Stromzähler und in der DAVID-VO 2012 die Anforderungen an die Datenübermittlung und die Verbrauchsinformation.

Durch die technische Möglichkeit der detaillierten Erfassung von Stromverbrauchsdaten durch intelligente Zähler können Rückschlüsse auf die Lebensgewohnheiten der betroffenen Kunden gezogen werden. Da somit personenbezogene Daten vorliegen, ist das Datenschutzgesetz (DSG 2000) bei der Erfassung, Verarbeitung und Übermittlung der Daten zu beachten, um das Grundrecht auf Geheimhaltung personenbezogener Daten nicht zu verletzen. Nach der derzeitigen Gesetzeslage ist eine Datenverwendung durch den Netzbetreiber für die drei im EIWOG 2010 normierten Zwecke der Verrechnung,

Kundeninformation und Energieeffizienz durch die Verpflichtung des § 84 EIWOG 2010 zur Verwendung (Erfassung, Verarbeitung und Übermittlung) der Daten gerechtfertigt. Das DSG 2000 enthält darüber hinaus noch weitere Rechtfertigungsgründe (wie z.B. den der Zustimmung), welche in diesem Kapitel ausführlich für die Zwecke der Verrechnung, Kundeninformation und Energieeffizienz geprüft wurden und die je nach Konstellation des Falles ebenfalls zum Tragen kommen können.

Durch das Inkrafttreten der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung des BMWFJ wurde § 84 EIWOG 2010 anwendbar und rechtfertigt seitdem i.S.d. § 8 Abs. 1 Z 1 DSG 2000 die Erfassung, Verarbeitung und Übermittlung von detaillierten Stromverbrauchsdaten der Kunden. Es besteht allerdings aufgrund der erörterten mangelnden Determinierung des § 84 EIWOG die Gefahr, dass die Norm vom VfGH wegen Verfassungswidrigkeit aufgehoben werden könnte. Aus diesem Grund wird eine Novellierung des § 84 EIWOG 2010 empfohlen, um den datenschutzrechtlichen Vorgaben einer ausdrücklichen gesetzlichen Ermächtigung oder Verpflichtung i.S.d. § 8 Abs. 1 Z 1 DSG 2000 besser zu entsprechen. So sollten z.B. die Zwecke der Datenverwendung und die Häufigkeit der Datenerfassung und -speicherung sowie die verwendeten Datenarten in der Norm konkretisiert werden.

Kapitel 7: Smart Grids und Entflechtung

I. Entflechtungsmaßnahmen

Das Recht der Entflechtung beruht auf der Überlegung, dass die starke Marktposition⁴³⁵ der Elektrizitätsnetze (z.B. sichere Monopolgewinne, Informationsvorsprung) missbraucht werden könnte, um in unlauterer Weise in den Wettbewerb zu Gunsten von Schwesterunternehmen, die sich mit den Funktionen der Erzeugung, des Handels und der Lieferung befassen, einzugreifen.⁴³⁶ Durch die Entflechtungsmaßnahmen sollte es zu einer Trennung und Unabhängigkeit der einzelnen Geschäftsbereiche voneinander kommen, sodass die Anreize zur unternehmensinternen Weitergabe sensibler Informationen, zur Vernachlässigung wettbewerbsfördernder Investitionen, zur Diskriminierung beim Netzzugang oder zu Quersubventionen entfallen.⁴³⁷ Ziel dieser Entflechtungsmaßnahmen ist somit, Wettbewerbsverfälschungen zu unterbinden.

Um untersuchen zu können, inwiefern die Verwirklichung von Smart-Grid-Vorhaben Rückwirkungen auf die Entflechtung haben, müssen zuerst die verschiedenen Entflechtungsmaßnahmen evaluiert und vor allem deren Zwecksetzung und Stoßrichtung herausgearbeitet werden.

Die Entflechtungsmaßnahmen werden üblicherweise u.a. in die buchhalterische Entflechtung, die informatorische Entflechtung, die operationelle (funktionelle) Entflechtung, die (gesellschafts-)rechtliche Entflechtung und die eigentumsrechtliche Entflechtung gegliedert.

1. Buchhalterische Entflechtung

Durch die Regelungen zur Rechnungslegung und internen Buchführung (buchhalterische Entflechtung) soll eine getrennte Rechnungslegung bei getrennter Kontenführung innerhalb

⁴³⁵ Ausführlich zum Netz als natürliches Monopol: *Schmidt-Preuß*, Energierecht, in: Storr, Energiewirtschaft, 9 f.

⁴³⁶ *Theobald*, in: Schneider/Theobald, Energiewirtschaft, § 1 Rz. 72.

⁴³⁷ *Draxler/Regehr*, Elektrizitätsrecht, 237; *Schneider*, in: Schneider/Theobald, Energiewirtschaft, § 2 Rz. 48.

vertikal integrierter Unternehmen erreicht werden. Bereits in Art. 14 Abs. 3 EitRL 1996⁴³⁸ war vorgesehen, dass die integrierten Elektrizitätsunternehmen zur Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen in ihrer internen Buchführung getrennte Konten für ihre Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsaktivitäten führen müssen. Und dies in der Weise, als ob diese Tätigkeiten von separaten Rechtspersonen ausgeführt würden. Auf diese Weise können Quersubventionierung und Diskriminierung verhindert und zugleich ein diskriminierungsfreier und transparenter Netzzugang zu angemessenen Preisen gewährleistet werden⁴³⁹, ohne dass vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen ihre eigene Stromerzeugung bevorzugen. Zudem haben sämtliche Energieversorgungsunternehmen unabhängig von ihren Eigentumsverhältnissen einen gesonderten Jahresabschluss zu erstellen und prüfen zu lassen. In den folgenden beiden Richtlinien wurden diese Vorgaben übernommen und weiter konkretisiert.⁴⁴⁰ Mit § 8 EIWOG und § 8 EIWOG 2010 wurden diese Vorgaben als unmittelbar anwendbares Bundesrecht umgesetzt. Danach müssen die Jahresabschlüsse aller Elektrizitätsunternehmen geprüft und unter Umständen⁴⁴¹ anschließend veröffentlicht werden. Zudem ist der Netzbetreiber nunmehr (aufgrund von Art. 31 EitRL 2009) nach § 8 Abs. 2 S. 1 EIWOG 2010 vom Verbot der Quersubventionierung betroffen. § 8 Abs. 2 EIWOG 2010 legt fest, dass die Elektrizitätsunternehmen ihre interne Buchhaltung so führen, dass die einzelnen Geschäftsbereiche für Erzeugungs-, Stromhandels- und Versorgungstätigkeiten, für Übertragungstätigkeiten, für Verteilungstätigkeiten und für sonstige Tätigkeiten⁴⁴² getrennt ausgewiesen werden, die Bilanzen und Ergebnisrechnungen veröffentlicht werden und konsolidierte Konten für ihre Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitätsbereichs zu erstellen sind. Ein Verstoß gegen die buchhalterische Entflechtung stellt eine Verwaltungsübertretung nach § 99 Abs. 2 Z 1 EIWOG 2010 dar.

2. Informatrische Entflechtung

Die informatrische Entflechtung⁴⁴³ wurde von Richtlinie zu Richtlinie immer weiter ausgebaut.⁴⁴⁴ Sie soll die betrieblich relevanten Informationen von vertikal integrierten Unternehmen und die von ihnen entflochtenen Netzbetriebsgesellschaften

⁴³⁸ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABI. L 1997/27, 20.

⁴³⁹ Ausführlich dazu: *de Wyl/Finke*, in: Schneider/Theobald, Energiewirtschaft, § 4 Rz. 193 ff.

⁴⁴⁰ Art. 18, 19 EitRL 2003, Art. 31 EitRL 2009.

⁴⁴¹ Dies ergibt sich aus dem Rechnungslegungsgesetz.

⁴⁴² Neu ist, dass die Elektrizitätsunternehmen nunmehr auch für ihre sonstigen Tätigkeiten eigene Konten in eigenen Rechenkreisen führen müssen. Näher dazu: *K. Oberndorfer*, in: Hauenschild/Oberndorfer/Oberndorfer/Schneider, EIWOG 2010, § 8, 53 f.

⁴⁴³ Ausführlich dazu: *Scholz*, in: Bartsch/Röhling/Salje/Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 7 Rz. 72 ff.

⁴⁴⁴ Art. 9, 12 EitRL 1996; Art. 12, 16 EitRL 2003; Art. 16, 27 EitRL 2009.

auseinanderhalten, da in diesen betriebsinternen Daten ein großes Missbrauchspotential liegt, das es Konkurrenten ermöglichen kann, einen gezielten Verdrängungswettbewerb zu führen.⁴⁴⁵ Das bedeutet, dass Netzbetreiber solche Informationen, die sie in Ausführung ihrer Geschäftstätigkeit erhalten, vertraulich behandeln müssen und keine wirtschaftlich sensiblen Informationen an andere Geschäftsbereiche des vertikal integrierten EVU, also an die vor- und nachgelagerten wettbewerblichen Bereiche, weitergeben dürfen, sofern dies nicht für die Durchführung einer Transaktion erforderlich ist. Hintergrund ist der, dass durch diese Entflechtungsmaßnahme Informationsvorsprünge der integrierten gegenüber den nicht integrierten Wettbewerbsunternehmen verhindert werden sollen. Die Regelungen dienen nicht nur dazu, die Vertraulichkeit der von den Netznutzern erhaltenen sensiblen Informationen zu schützen, sondern sie sehen auch die diskriminierungsfreie Weitergabe und Veröffentlichung wirtschaftlich relevanter Informationen über den Netzbetrieb vor, wenn dies für einen wirksamen Wettbewerb erforderlich ist.⁴⁴⁶ Voraussetzung ist allerdings, dass es sich nicht um wirtschaftlich sensible Informationen handelt. I.d.S. bestimmt § 11 EIWOG 2010 als unmittelbar anwendbares Bundesrecht, dass Netzbetreiber wirtschaftlich sensible Informationen sowie Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse, von denen sie bei der Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangen, vertraulich zu behandeln haben. Sie haben zu verhindern, dass Informationen über ihre Tätigkeiten, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, in diskriminierender Weise, insbesondere zugunsten vertikal integrierter Elektrizitätsunternehmen, offengelegt werden. Unter wirtschaftlich sensibel versteht man solche Informationen, die sich bei Kenntnisnahme durch Dritte auf den Wettbewerb auswirken und damit wirtschaftliche Vorteile bringen könnten.⁴⁴⁷ Diese Informationen können sowohl ökonomischer, technischer als auch rechtlicher Natur sein.⁴⁴⁸ So erhält der Netzbetreiber automatisch vielfältige Informationen über die Netzbenutzer (z.B. Verbrauch, Lastprofil, Zahlungsverhalten) und die Lieferanten. Diese Kenntnisse sind deshalb wirtschaftlich sensibel, da sie für im Wettbewerb stehende Erzeuger, Händler und Lieferanten von Interesse sein und den Wettbewerb (auch bei der Gewinnung von Kunden) beeinflussen können.⁴⁴⁹ Um allerdings einen diskriminierungsfreien Wettbewerb auf diesem Gebiet zu gewährleisten, ist es erforderlich, dass eine Datenchancengleichheit aller Marktteilnehmer besteht.⁴⁵⁰ Daher muss der Netzbetreiber diese Informationen vertraulich behandeln. Ebenfalls vertraulich zu behandeln sind die Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse.

⁴⁴⁵ *Wallnöfer*, *Energiewirtschaft*, wbl 2008, 13 (15).

⁴⁴⁶ *Schneider*, in: *Schneider/Theobald*, *Energiewirtschaft*, § 2 Rz. 50.

⁴⁴⁷ *K. Oberndorfer*, in: *Hauenschild/Oberndorfer/Oberndorfer/Schneider*, *EIWOG 2010*, § 11, 60; *Setz*, in: *Säcker*, *Berliner Kommentar*, § 9 Rz. 31.

⁴⁴⁸ *Hölscher*, in: *Britz/Hellermann/Hermes*, *EnWG*, § 9 Rz. 8.

⁴⁴⁹ *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, *EIWOG*, § 11 Rz. 5.

⁴⁵⁰ *Otto*, *Unbundling*, *RdE* 2005, 261 (267).

Darunter versteht man Tatsachen und Erkenntnisse kommerzieller oder technischer Art, die bloß einer bestimmten und begrenzten Anzahl von Personen bekannt sind, nicht über diesen Kreis hinausdringen sollen und an deren Geheimhaltung ein wirtschaftliches Interesse besteht.⁴⁵¹ Darunter fallen u.a. Einkaufskonditionen⁴⁵², Geschäftsbedingungen und Geschäftsabschlüsse⁴⁵³. Im Umkehrschluss können somit Informationen und Daten, die erkennbar ohne wirtschaftliche Bedeutung für den Wettbewerb sind, bedenkenlos ausgetauscht werden. In Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit erlangen die Netzbetreiber diese Informationen, wenn dies bei der Netzbetreibertätigkeit geschieht. Dieses Merkmal ist im Zweifel eher weit auszulegen. Für die Kenntniserlangung in Ausübung der Geschäftstätigkeit ist es unerheblich, ob es sich um solche Daten handelt, die von Kunden des Netzbetriebs zur Verfügung gestellt werden oder ob es sich um eigen generierte Informationen des Netzbetriebs handelt (z.B. Kapazitäten und Auslastung).⁴⁵⁴ Unter einer vertraulichen Behandlung versteht man, dass derartige Informationen nicht nach außen gelangen dürfen. Sollten dennoch Informationen über ihre Tätigkeiten, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, insbesondere zugunsten vertikal integrierter Elektrizitätsunternehmen, offengelegt werden, so haben die Netzbetreiber zu verhindern, dass dies in diskriminierender Weise geschieht.⁴⁵⁵ Das bedeutet, dass alle Netzbenutzer hinsichtlich der Offenlegung gleich behandelt werden müssen: Entweder hat der Netzbetreiber seine wirtschaftlich relevanten Daten geheim zu halten oder er muss sie allen Wettbewerbern auf den vor- und nachgelagerten Märkten diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen⁴⁵⁶, sodass keine informatorischen Vorsprünge entstehen. Die widerrechtliche Weitergabe derartiger Daten stellt nach § 99 Abs. 3 Z 1 EIWOG 2010 eine sanktionierte Verwaltungsübertretung dar. Handelt der Täter dabei sogar vorsätzlich, ist dies nach § 108 EIWOG 2010 eine gerichtlich strafbare Handlung.

3. Operationelle Entflechtung

Die operationelle (organisatorische, funktionelle) Entflechtung, also die Entflechtung in personeller und administrativer Hinsicht, betraf nach Art. 7 Abs. 6 EitRL 1996 nur die Übertragungsnetzbetreiber. Danach mussten diese, wenn das Übertragungssystem nicht ohnehin unabhängig von der Erzeugung und der Verteilung war, zumindest auf der Verwaltungsebene unabhängig von den anderen Tätigkeiten sein, die nicht mit dem

⁴⁵¹ OGH 19.05.1987, 4 Ob 394/86; 12.11.1998, 8 ObA 131/98t; 14.02.2001, 9 ObA 338/00x; 19.09.2001, 9 ObA 180/01p.

⁴⁵² OGH 20.09.1989, Okt 2/89 u.a., Wbl 1989, 370.

⁴⁵³ OGH 14.10.1969, 4 Ob 346/6, JBl 1970, 266.

⁴⁵⁴ *Hölscher*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 9 Rz. 10.

⁴⁵⁵ § 11 S. 2 EIWOG 2010.

⁴⁵⁶ *Otto*, Unbundling, RdE 2005, 261 (268).

Übertragungssystem zusammenhängen. Mit der Beschleunigungsrichtlinie, der EltRL 2003, wurde die operationelle Entflechtung auch für Verteilernetzbetreiber mit min. 100.000 angeschlossenen Netzbenutzern⁴⁵⁷ eingeführt.⁴⁵⁸ Zudem wurden konkrete Vorgaben hinsichtlich des Personalwesens gemacht (in einem integrierten Unternehmen dürfen die für die Leitung des Netzbetriebs zuständigen Personen nicht solchen betrieblichen Einrichtungen des integrierten Unternehmens angehören, die direkt oder indirekt für den laufenden Betrieb in den Bereichen Elektrizitätserzeugung, -übertragung und -versorgung zuständig sind), ein Gleichbehandlungsprogramm eingeführt und die Benennung eines Gleichbehandlungsbeauftragten verlangt.⁴⁵⁹ Ziel der operationellen Entflechtung ist die Sicherstellung, dass der Netzbetrieb von dem Rest des integrierten Unternehmens, vor allem von den dem Wettbewerb unterworfenen Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Vertrieb, personell und entscheidungsmäßig unabhängig ist. Wichtig sind vor allem die Bestimmungen für die Absicherung unabhängiger Entscheidungen der Netzbetreiber hinsichtlich des Netzbetriebs und des Netzausbaus, indem die Netzbetreiber vom vertikal integrierten Mutterunternehmen nur durch abstrakte Finanzvorgaben beeinflusst werden dürfen.⁴⁶⁰ Nach Art. 26 EltRL 2009 sind die Verteilernetzbetreiber weiter zur operationellen Entflechtung verpflichtet.⁴⁶¹ Ergänzend hinzugekommen ist u.a., dass der Gleichbehandlungsbeauftragte völlig unabhängig ist und Zugang zu sämtlichen relevanten Informationen hat. So sehen §§ 22 Abs. 1⁴⁶², 26 Abs. 3 bis 5 EIWOG bzw. § 42 Abs. 3 bis 8 EIWOG 2010 vor, dass die Netzbetreiber hinsichtlich der Organisation und Entscheidungsgewalt von den anderen Tätigkeitsbereichen getrennt sein müssen. Die Regelungen sehen vor, dass die Leitungsorgane der Netzbetreiber unabhängig von den Bereichen der Elektrizitätserzeugung und -versorgung sein müssen (Verbot der Personalunion), dass die Handlungsunabhängigkeit der Leiter der Netzbetreiber gewährleistet ist, dass die Netzbetreiber über die notwendigen Vermögenswerte für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau der Netze verfügen und dass ein Gleichbehandlungsprogramm zum Ausschluss diskriminierendes Verhaltens aufzustellen und zu überwachen ist.⁴⁶³ Die Leitungsorgane der Netzbetreiber umfassen die Geschäftsführung und eventuell noch die zweite Managementebene, nicht jedoch die Aufsichtsratsmitglieder oder die sonstigen

⁴⁵⁷ Unter den 100.000 Netzbenutzern sind 100.000 Anschlüsse zu verstehen (unabhängig davon, wie viele Haushaltsmitglieder den Anschluss nutzen).

⁴⁵⁸ Art. 15 Abs. 2 EltRL 2003.

⁴⁵⁹ Art. 10 Abs. 2 lit. a, b, d und Art. 15 Abs. 2 lit. a, b, d EltRL 2003.

⁴⁶⁰ Art. 10 Abs. 2 lit. c, 15 Abs. 2 lit. c EltRL 2003.

⁴⁶¹ Hinsichtlich der Übertragungsnetzbetreiber siehe die Ausführungen zur eigentumsrechtlichen Entflechtung.

⁴⁶² Die Übertragungsnetzbetreiber mussten auch die Voraussetzungen des § 26 Abs. 3 Z 1 bis 4 EIWOG erfüllen; § 26 Abs. 4 EIWOG galt für sie analog.

⁴⁶³ Ausführlich dazu: *Hoffer/Marth*, Unbundling, *ecolex* 2004, 89 ff.; *Schneider*, Unbundling, *ecolex* 2004, 85 ff.

Mitarbeiter.⁴⁶⁴ Dieses andere Personal ist somit befugt, Doppelfunktionen wahrzunehmen. Ein Verstoß gegen diese Entflechtungsvorgaben ist nach § 98 Abs. 1 Z 2 EIWOG 2010 mit Strafe bedroht.

4. (Gesellschafts-)rechtliche Entflechtung

Um die operationelle Entflechtung abzusichern, wurde erstmals mit der EitRL 2003 zudem die (gesellschafts-)rechtliche Entflechtung eingeführt. Gehört der Netzbetreiber zu einem vertikal integrierten Unternehmen, so muss er zumindest hinsichtlich seiner Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein.⁴⁶⁵ Erreicht werden soll somit, dass der Netzbetrieb in einer anderen Gesellschaft erfolgt als die Gewinnung, Erzeugung und der Vertrieb von Energie. Dies erfordert die Ausgliederung des Netzbetriebs auf eine eigenständige juristische Person, wenn auch nicht notwendigerweise den Übergang des Eigentums. Davon betroffen sind die Übertragungsnetzbetreiber und die Verteilernetzbetreiber. Allerdings können die Mitgliedstaaten beschließen, diese Entflechtungsform bei Verteilernetzbetreiber erst ab min. 100.000 angeschlossenen Netzbenutzern anzuwenden (sog. De-minimis-Regelung). Aufgrund von Art. 26 EitRL 2009 hat sich für die Verteilernetzbetreiber nicht viel geändert. Die Übertragungsnetzbetreiber wurden durch diese Richtlinie jedoch zu einer eigentumsrechtlichen Entflechtung verpflichtet. Die Umsetzung dieser operationellen Entflechtung wurde durch § 22 Abs. 1 EIWOG (für Übertragungsnetzbetreiber) und § 26 Abs. 3 bis 5 EIWOG (für Verteilernetzbetreiber) bzw. durch § 42 Abs. 3 EIWOG 2010 (nur noch für Verteilernetzbetreiber) vorgenommen. Danach müssen die Netzbetreiber, die zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehören, zumindest⁴⁶⁶ hinsichtlich ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Übertragung bzw. Verteilung zusammenhängen.⁴⁶⁷ Damit soll zur Funktionsfähigkeit des künstlich geschaffenen Elektrizitätsmarktes beigetragen und der Wettbewerb gefördert werden: Einerseits durch die Liberalisierung von Produktion und Handel und andererseits durch die Regulierung der als natürliche Monopole geltenden Leitungsnetze.⁴⁶⁸ Unter einem vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen versteht man nach § 7 Z 78 EIWOG 2010 ein Unternehmen oder eine Gruppe von Unternehmen, in der

⁴⁶⁴ *Schneider*, Unbundling, *ecolex* 2004, 85 (86). Dazu auch *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 26 Rz. 27; *Hauer*, Entflechtungsregeln, in: *Hauer*, Aktuelle Fragen 2004/2005, 36 f.; *Wallnöfer*, *Energiewirtschaft*, wbl 2008, 13 (16).

⁴⁶⁵ Art. 10 Abs. 1 und 15 Abs. 1 EitRL 2003 sowie Art. 26 Abs. 1 EitRL 2009.

⁴⁶⁶ Da es sich bei den genannten Vorschriften um Grundsatzbestimmungen handelt, sind die Landesausführungsgesetzgeber befugt, strengere Anforderungen gesetzlich zu verankern („zumindest“).

⁴⁶⁷ Ausführlich dazu: *Wallnöfer*, *Energiewirtschaft*, wbl 2008, 13 (16).

⁴⁶⁸ *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 26 Rz. 15.

dieselbe Person berechtigt ist, direkt oder indirekt Kontrolle auszuüben, wobei das betreffende Unternehmen bzw. die betreffende Gruppe mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung von oder Versorgung mit Elektrizität wahrnimmt. Eine Unabhängigkeit hinsichtlich der Rechtsform ist dann gegeben, wenn eine eigenständige Rechtsträgerschaft, also Rechtspersönlichkeit gegeben ist, somit ein separates und rechtsfähiges Netzunternehmen besteht. Dabei steht die Wahl der Rechtsform den Netzbetreibern grundsätzlich offen.⁴⁶⁹

5. Eigentumsrechtliche Entflechtung

Die eigentumsrechtliche Entflechtung (das Ownership Unbundling) trifft seit dem 3. Energiebinnenmarktpaket immerhin die Übertragungsnetzbetreiber⁴⁷⁰, sodass im Vergleich zur bisherigen Rechtslage⁴⁷¹ die Entflechtungsvorgaben für die Übertragungsnetzbetreiber strenger und umfangreicher geworden sind. Hintergrund ist der, dass bestehende Interessenskonflikte zwischen den einzelnen wettbewerbsfähigen Funktionen der Erzeugung und der Versorgung gegenüber dem regulierten Netzbereich entschärft werden sollen, um den Wettbewerb zu fördern. Nach Art. 9 Abs. 1 und 2 EitRL 2009 versteht man unter der eigentumsrechtlichen Entflechtung als Grundmodell, dass die Übertragungsnetzbetreiber Eigentümer ihrer Netze sein müssen und keine Person zugleich Übertragungsnetzbetreiber und Erzeugungs-, Gewinnungs- oder Versorgungsunternehmen durch Mehrheitsbeteiligungen, Stimmrechte oder Leitungsorganbestellungsrechte kontrollieren bzw. Doppelmandate in deren Leitungsorganen ausüben darf. Dies verlangt also eine komplette strukturelle Trennung der Netzsparte von dem Erzeugungs- und Vertriebssektor innerhalb eines integrierten Unternehmens. Bei dem Ownership Unbundling verliert das Energieversorgungsunternehmen seine Charakterisierung als integriertes Energieversorgungsunternehmen.⁴⁷² Diese Form stellt damit die schärfste Form der Entflechtung und den stärksten Eingriff in die unternehmerische Freiheit des Netzbetreibers dar, da es darauf hinausläuft, dass die Unternehmen ihre Netze oder ihre Wettbewerbssparte verkaufen müssen. Die Grundidee dahinter ist die, dass der Netzbereich aus dem Konzernverbund heraus gelöst wird und in einer separaten Gesellschaft erfolgen soll, um Konkurrenten nicht schlechter zu behandeln als den eigenen Vertrieb bzw. den

⁴⁶⁹ Hauer, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 26 Rz. 21 f.; Hauer, Entflechtungsregeln, in: Hauer, Aktuelle Fragen 2004/2005, 33 f.

⁴⁷⁰ Ausführlich dazu: de Wyl/Finke, in: Schneider/Theobald, Energiewirtschaft, § 4 Rz. 5 ff.; Rogatsch, Umsetzung des 3. Energiebinnenpakets, ÖZW 2011, 76 ff.

⁴⁷¹ Dazu: Hauer, Entflechtungsregeln, in: Hauer, Aktuelle Fragen 2004/2005, 34.

⁴⁷² Hölscher, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 6 Rz. 16.

eigenen Vertrieb nicht durch interne Subventionen zu bevorzugen.⁴⁷³ Diese Vorgaben wurden mittels §§ 24 ff. EIWOG 2010 als unmittelbar anwendbares Bundesrecht umgesetzt. Nach § 34 EIWOG 2010 erfolgt die Zertifizierung des Übertragungsnetzbetreibers durch die Regulierungsbehörde mittels Feststellungsbescheid. Allerdings hat sich das Gebot zur eigentumsrechtlichen Entflechtung, dass – wie gesagt – ohnehin nur in Bezug auf Übertragungsnetzbetreiber gilt, nicht in voller Schärfe durchgesetzt. Im Einklang mit dem Unionsrecht bietet das österreichische Elektrizitätswirtschaftsrecht drei der eigentumsrechtlichen Entflechtung mehr oder minder gleichwertige Alternativen, nämlich das sog. ISO-Modell, das sog. ITO-Modell und das sog. ITO+-Modell:

Wird das ISO-Modell (Independent System Operator) nach Art. 13 ff. EltRL 2009 als Alternative zur eigentumsrechtlichen Entflechtung gewählt, muss der Übertragungsnetzbetreiber das Eigentum an seinem Netz nicht abgeben, denn es verbleibt beim gesellschaftsrechtlich entflochtenen Mutterkonzern. Jedoch muss er den Netzbetrieb auf den ISO, einen unabhängigen Netzbetreiber⁴⁷⁴, übertragen. Nach Art. 13 Abs. 2 lit. a EltRL 2009 muss dieser ebenfalls die Voraussetzungen des Art. 9 EltRL 2009 erfüllen. Der ISO trägt sodann die gesamte Verantwortung für den Netzbetrieb (darunter auch die Gewährung des Netzzugangs und die Erhebung der Netzzugangsentgelte), die Netzplanung und den Netzausbau. Damit ist die Muttergesellschaft, die Eigentümerin des Übertragungsnetzes, von jeglicher Einwirkung ausgeschlossen und verliert zum Großteil die Verfügungsgewalt über das Übertragungsnetz. Dennoch muss sie nach Art. 13 Abs. 5 EltRL 2009 u.a. die vom ISO beschlossenen und von der Regulierungsbehörde genehmigten Investitionen finanzieren und die Haftungsrisiken des ISO absichern und Garantien, die zur Erleichterung der Finanzierung eines etwaigen Netzausbaus erforderlich sind, stellen. Im Ergebnis handelt es sich um einen vom ISO fremdbestimmten Netzeigentümer ohne Rechte⁴⁷⁵ aber mit Pflichten. Diese Variante ist nach §§ 25 ff. EIWOG 2010 möglich, sofern das Übertragungsnetz am 03.09.2009 im Eigentum eines vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmens gestanden hat. Der ISO selbst unterliegt ebenfalls der eigentumsrechtlichen Entflechtung und muss mit den notwendigen finanziellen, technischen, personellen und materiellen Mitteln ausgestattet sein, um seine Aufgaben erfüllen zu können. Der ISO wird durch die Regulierungsbehörde mittels Feststellungsbescheid

⁴⁷³ *Schmidt-Preuß*, Energierecht, in: Storr, Energiewirtschaft, 15 f.

⁴⁷⁴ Dieser ist quasi eine Art Treuhänder.

⁴⁷⁵ *Helmreich*, Entflechtung, wbl 2011, 345 (348); so auch *Schmidt-Preuß*, Energierecht, in: Storr, Energiewirtschaft, 18.

zertifiziert (§ 34 EIWOG 2010), wobei die Regulierungsbehörde der Stellungnahme der Kommission nachzukommen hat, § 34 Abs. 5 Z 1 EIWOG 2010.

Als zweite Alternative zur eigentumsrechtlichen Entflechtung steht das ITO-Modell (Independent Transmission Operator) ⁴⁷⁶ nach Art. 17 ff. EItRL 2009 zur Verfügung. Dabei handelt es sich um die schwächste Entflechtungsvariante und stellt somit eine „ISO-light-Lösung“ dar.⁴⁷⁷ In diesem Fall dürfen die Übertragungsnetze komplett im gesellschaftsrechtlichen Eigentum der vertikal integrierten Unternehmen verbleiben, sodass eine Übertragung des Netzbetriebs nicht stattfindet. Allerdings unterliegen die Übertragungsnetzbetreiber der Aufsicht der Regulierungsbehörde, zumal die Übertragungsnetzbetreiber ein höheres Maß an Unabhängigkeit vorweisen müssen, sodass sie z.B. nach Art. 17 Abs. 1 EItRL 2009 über alle personellen, technischen, materiellen und finanziellen Mittel verfügen müssen, die sie zur Erfüllung ihrer Pflichten benötigen. Sie müssen alle Vermögenswerte in ihrem Eigentum haben und das Personal muss bei ihnen angestellt sein. Das ITO-Modell bietet damit die Balance zwischen Eigentum und Wettbewerb.⁴⁷⁸ Nach Art. 21 EItRL 2009 ist der ITO zu einem durch die Regulierungsbehörde genehmigten Gleichbehandlungsprogramm verpflichtet. Die Umsetzung der Möglichkeit des ITO-Modells wurde mittels § 28 EIWOG 2010 vorgenommen und ist dann möglich, wenn das Übertragungsnetz am 03.09.2009 im Eigentum eines vertikal integrierten Unternehmens gestanden hat. Die Zertifizierung des ITO erfolgt nach den Vorgaben des § 34 Abs. 1 Z 3 EIWOG 2010.

Als letzte Alternative zur eigentumsrechtlichen Entflechtung steht das ITO+ Modell zur Verfügung. Nach § 33 EIWOG 2010⁴⁷⁹ muss eine eigentumsrechtliche Entflechtung dann nicht stattfinden, wenn das Übertragungsnetz am 03.09.2009 im Eigentum eines vertikal integrierten Unternehmens gestanden hat und Regelungen bestehen, die eindeutig eine wirksamere Unabhängigkeit gewährleisten als die Bestimmungen zum ITO.

⁴⁷⁶ Ausführlich dazu: *Helmreich*, Entflechtung, wbl 2011, 345 (348 ff.); *Michaelis/Kemper*, Umsetzung des sog. ITO-Modells, RdE 2012, 10 (11 ff.).

⁴⁷⁷ *Däuper*, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 2, Europ. EnergieR Ia, Rz. 44.

⁴⁷⁸ *Schmidt-Preuß*, Energierecht, in: Storr, Energiewirtschaft, 18.

⁴⁷⁹ Die Vorschrift beruht auf Art. 9 Abs. 9 EItRL 2009.

II. An welchen Stellen kollidiert das Smart Grid mit der Entflechtung?

Im Folgenden ist nun zu untersuchen, ob die Vorhaben, Maßnahmen und Projekte, die in dieser Studie unter dem Überbegriff „Smart Grids“ erörtert werden, mit einzelnen oder mehreren der soeben umrissenen Entflechtungsvorgaben des Elektrizitätswirtschaftsrechts kollidieren können.

1. Buchhalterische Entflechtung

Am einfachsten ist die Beurteilung des Verhältnisses zwischen intelligenten Stromnetzen und der buchhalterischen Entflechtung: Keine der im Rahmen des Smart Grid angedachten Maßnahmen hindert vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen, getrennte Buchhaltungen für ihre verschiedenen Funktionen (Erzeugung, Handel, Vertrieb, Netzbetrieb) zu führen. Somit erfordert die Verwirklichung von Smart Grids auch keine Änderung der Vorschriften über die buchhalterische Entflechtung.

2. Informatorische Entflechtung

Das wohl heikelste Verhältnis des Entflechtungsrechts zu Smart Grids betrifft die informatorische Entflechtung und es liegt die Vermutung nahe, dass diesbezüglich ein Spannungsverhältnis gegeben sein könnte, zumal sämtliche Netzbetreiber zur Einhaltung dieser Entflechtungsmaßnahme verpflichtet sind. Das Spannungsverhältnis liegt auch deshalb auf der Hand, wenn man bedenkt, dass zahlreiche Smart Grid-Ansätze eine Intensivierung des Informationsaustausches zwischen den verschiedenen (entflochtenen) Bereichen – also von der Erzeugung bis zum Vertrieb – voraussetzen.

Die Regeln der informatorischen Entflechtung lassen sich im Prinzip auf zwei Grundsätze zurückführen: Erstens auf ein weitreichendes Verschwiegenheitsgebot und zweitens auf ein Diskriminierungsverbot, wenn Informationen ausnahmsweise weitergegeben werden. Völlig unproblematisch erscheint das Diskriminierungsverbot bei der Offenbarung von Informationen. Keine Smart Grid-Maßnahme zwingt Netzbetreiber, an die sich das Gebot zur informatorischen Entflechtung im Kern richtet, zur Diskriminierung von anderen Marktteilnehmern bei der Informationsverwaltung (Weitergabe oder Offenbarung). Problematisch könnte allerdings das Geheimhaltungsgebot sein. So setzt die erforderliche Nachfragesteuerung, also die effiziente Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch, eine optimale Kommunikation voraus, was dazu führt, dass ein Informationsfluss von der

Erzeugung bis zum Vertrieb, also zwischen eigentlich entbündelten Einheiten entsteht.⁴⁸⁰ Allerdings sind sämtliche Netzbetreiber nach § 11 EIWOG 2010 verpflichtet, wirtschaftlich sensible Informationen sowie Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse, von denen sie bei der Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangen, vertraulich zu behandeln. Auch wenn dies nicht mit einem absoluten Kommunikationsverbot gleichzusetzen ist, stellt sich dennoch die Frage, inwieweit durch den Informationsfluss, den Smart Grids bedingen, wirtschaftlich sensible Daten betroffen sind. Unter wirtschaftlich sensiblen Daten versteht man solche Daten, die für einen Wettbewerbsteilnehmer einen wettbewerbsrelevanten Informationsvorsprung auf den vor- und nachgelagerten Märkten beinhalten und somit Diskriminierungspotential aufweisen können.⁴⁸¹ Smart Grids basieren jedoch auf einem Informationsaustausch zwischen sämtlichen Wertschöpfungsstufen von der Erzeugung bis zum Vertrieb.⁴⁸² Bereits „früher“ war der Netzbetreiber auf bestimmte Daten der Kunden hinsichtlich der Ein- und Ausspeisung angewiesen. Schon diese Daten konnten Wettbewerbern auf den vor- und nachgelagerten Märkten einen Wettbewerbsvorteil verschaffen, sodass die heutigen Informationen von noch größerer Bedeutung sind. Es muss somit auf der einen Seite ein reibungsloser Informations- und Datenfluss erfolgen und auf der anderen Seite darauf geachtet werden, dass die informatorische Entflechtung nicht ausgehebelt wird. Bei der Entflechtung handelt es sich um eine unionsrechtliche Vorgabe, die nicht durch den nationalen Gesetzgeber umgangen werden darf. Denkbar wäre daher eine diskriminierungsfreie Offenlegung solcher Smart Grid-relevanten Daten über eine externe Stelle, z.B. über einen „Smart Grids-Marktplatz“, wo alle Beteiligten die relevanten Informationen hinterlegen und damit sämtlichen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen.⁴⁸³

3. Operationelle Entflechtung

Das Thema der operationelle Entflechtung lässt – wie schon die detaillierten Facetten der mit der eigentumsrechtlichen Entflechtung einhergehenden Begleitregelungen – nicht bereits auf den ersten Blick eine eindeutige Antwort auf die eingangs aufgeworfene Frage zu. Allerdings zeigt die Durchsicht des Bündels der erforderlichen Einzelmaßnahmen, dass kein zwingender Widerspruch dieser Entflechtungsgebote zu den verschiedenen Maßnahmenoptionen von Smart Grids besteht.

⁴⁸⁰ *Angenendt/Boesche/Franz*, Smart Grids, RdE 2011, 117 (118).

⁴⁸¹ *Setz*, in: Säcker, Berliner Kommentar, § 9 Rz. 31, 32.

⁴⁸² Ausführlich dazu: *Angenendt/Boesche/Franz*, Smart Grids, RdE 2011, 117 (119).

⁴⁸³ Ebenda.

4. (Gesellschafts-)rechtliche Entflechtung

Die gesellschaftsrechtliche Entflechtung ist ebenso wie die buchhalterische Entflechtung formaler Natur. Sie verlangt lediglich gesonderte juristische Personen für die verschiedenen Elektrizitätsmarktfunktionen (Erzeugung, Handel, Vertrieb, Netzbetrieb). Die Verwirklichung von Smart Grids steht daher in keinem Zusammenhang mit der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung, sodass auch diesbezüglich keine Änderung der Rechtslage erforderlich ist.

5. Eigentumsrechtliche Entflechtung

Nicht mehr ganz so eindeutig ist der Befund in Punkto der eigentumsrechtlichen Entflechtung. Zwar kann die Frage, was den **Kern** der eigentumsrechtlichen Entflechtung anlangt, nämlich die gänzliche Trennung von vertikal integrierten Unternehmen von solchen Unternehmen, die ein Übertragungsnetz betreiben, ebenso formal abgehandelt werden, wie die buchhalterische und die gesellschaftsrechtliche Entflechtung. Das Konzept der Smart Grids steht diesem Kern der eigentumsrechtlichen Entflechtung nicht entgegen. Einer etwas näheren Betrachtung bedürfen jedoch die nicht unkomplizierten Begleitregelungen zur eigentumsrechtlichen Entflechtung bzw. die detaillierten Ausgestaltungen der Alternativmodelle (ITO, ISO, ITO+). Die nähere Betrachtung, insbesondere jener der Beweggründe für die eigentumsrechtliche Entflechtung, zeigt jedoch, dass sie mit dem Konzept (und den Detailplänen) von Smart Grids nicht bloß kompatibel ist, sondern potentielle Missbrauchsmöglichkeiten, welche Smart Grids eröffnen mögen, in optimaler Weise Rechnung trägt: Indem nämlich die eigentumsrechtliche Entflechtung und – nach den Ansichten des Unionsrechtsgesetzgebers sowie der nationalen Ausführungsgesetzgeber – auch die diesem Standardmodell gleichwertigen Alternativen (ISO, ITO, ITO+) Konstellationen herstellen wollen, in welchen die von dieser Entflechtungsmaßnahme allein betroffenen Übertragungsnetzbetreiber so gestellt werden sollen, dass sie gar kein Interesse mehr an wettbewerbsverfälschenden Eingriffen ins Marktgeschehen haben, tragen sie auch dem Umstand Rechnung, dass mehrere Gestaltungsoptionen, die unter dem Schlagwort Smart Grids diskutiert werden, gewiss Möglichkeiten bieten würden, den Wettbewerb zu Gunsten von im Konzern integrierten Elektrizitätsunternehmen zu verfälschen.

III. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge

Die bisherigen Überlegungen haben gezeigt, dass das Konzept des Smart Grids lediglich zu der informatorischen Entflechtung in Spannung steht, was jedoch mittels einer externen Stelle, wie z.B. einem „Smart Grids-Marktplatz“ gelöst werden könnte. Davon ist die Frage zu unterscheiden, ob die eine oder die andere mit dem Konzept von Smart Grids verbundene

Maßnahme de lege ferenda zusätzliche Entflechtungsmaßnahmen oder eine Verschärfung bestehender Entflechtungsmaßnahmen erfordert. Diese Frage, die naturgemäß rechtspolitischer Natur ist, liegt angesichts dessen nahe, dass mehrere Smart Grids-Modelle durchaus Möglichkeiten zur Diskriminierung bieten. Man denke nur etwa an die Ermächtigung zur Trennung von Erzeugungsanlagen vom Netz im Fall der Netzüberlastung (durch die Einspeisung dezentraler witterungsabhängiger Photovoltaik- und Windkraftanlagen) oder an die Steuerung von Maßnahmen des Demand-Side-Managements (wie etwa das zentral gesteuerte Zuschalten von Großverbrauchern). In diesem Zusammenhang sind zwei Überlegungen anzustellen: Erstens hängt die Frage nach dem drohenden Missbrauchspotential stark davon ab, welcher Marktakteur mit der Setzung derartiger Steuerungsmaßnahmen betraut sein soll. Sollte dies der Netzbetreiber sein, dann wäre ein Diskriminierungspotential nicht völlig von der Hand zu weisen. Sollte dies hingegen eine von den in Wettbewerb stehenden Marktteilnehmern unabhängige Einrichtung sein, wären Diskriminierungsmotive und damit ein Diskriminierungspotential im Wesentlichen auszuschließen. Das mittlerweile garantierte Maß der Unabhängigkeit der Regelzonenführer/Übertragungsnetzbetreiber, die durch die Entflechtungsmaßnahmen, insbesondere die eigentumsrechtliche Entflechtung oder gleichwertige Alternativen, bewirkt worden ist, schließt ein relevantes Missbrauchspotential wohl aus, wenn die in Rede stehende Steuerungshoheit den Übertragungsnetzbetreibern zur Besorgung zugewiesen ist. Daraus leitet sich jedenfalls die rechtspolitische Empfehlung ab, der Gesetzgeber möge die Verantwortung für diskriminierungsanfällige Steuerungsmaßnahmen, die mit einzelnen Smart Grid-Konzepten verbunden sind, Stellen zuweisen, die von den im Wettbewerb stehenden Marktteilnehmern unabhängig sind. Zweitens aber ist zu bedenken, dass für Netzbetreiber, die gewiss nicht völlig frei von Interessen sind, in jedem Fall ein strenges Diskriminierungsverbot gilt, das seit dem EIWOG 2010 sogar unter besonders strengen Sanktionen steht.⁴⁸⁴ Auch wenn man den vorhin dargelegten Vorschlag, die Hoheit über Steuerungsmaßnahmen unabhängigen Stellen zu übertragen, nicht nahe treten will, kann man sich noch immer auf den – freilich legalistischen – Standpunkt zurückziehen, dass das sanktionsbewährte Diskriminierungsverbot zumindest theoretisch ausreichen müsste, Gefahren der Marktbeeinträchtigung durch einseitig begünstigende Steuerungseingriffe abzuwenden.

⁴⁸⁴ Siehe § 104 Abs. 1 EIWOG 2010.

Kapitel 8: Regel- und Ausgleichsenergie in einem aktiven Verteilnetz

I. Gleichgewicht von Stromerzeugung und Stromabnahme

Aufgrund der zunehmenden Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und der dadurch erschwerten Aufrechterhaltung der Netzstabilität wird in Zukunft auch der Regelenergiebedarf, besonders im Bereich der Minutenreserve, verstärkt an Bedeutung gewinnen. Der Grund dafür liegt darin, dass diese dezentralen Erzeugungsanlagen nicht verbrauchabhängig produzieren, sondern dann, wenn die Sonne scheint (Photovoltaik) oder der Wind weht (Windkraft). Dennoch muss auch weiterhin zeitgleich so viel an Energie von den Erzeugern ins Netz eingespeist werden, wie die Verbraucher entnehmen, zumal Strom grundsätzlich nicht speicherbar ist. Das Gleichgewicht von Stromerzeugung und Stromabnahme ist eine wichtige Voraussetzung für einen zuverlässigen und stabilen Netzbetrieb⁴⁸⁵ bei einer konstanten Frequenz von 50 Hz. Die Übertragungsnetzbetreiber sind für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb innerhalb ihrer Regelzone verantwortlich. Ist das aufgrund der schwankenden Produktion nicht möglich, ist also die Erzeugung nicht deckungsgleich mit dem Verbrauch, muss das notwendige Gleichgewicht mittels netz- und marktbezogenen Maßnahmen (also zusätzlichen Einspeisungen bzw. Entnahmen) wieder hergestellt werden.⁴⁸⁶ Es muss somit ein ausreichendes Leistungspotential als notwendige Reserve vorgehalten werden, was in Form von Regelenergie erfolgt. Dabei unterscheidet man zwischen der positiven und der negativen Regelenergie. Die positive Regelenergie wird benötigt, wenn die aktuelle Erzeugung den Verbrauch nicht decken kann, also eine Unterversorgung entsteht. Dies hat zur Folge, dass die Frequenz im Netz sinkt. Es bedarf somit in diesem Engpassfall der Erzeugung zusätzlicher Leistungen bzw. der Reduzierung des Verbrauchs. Die negative Regelenergie wird hingegen benötigt, wenn die aktuelle Erzeugung höher als der Verbrauch ist, wodurch Überkapazitäten entstehen. Durch diesen Erzeugungsüberschuss steigt die Netzfrequenz. Es ist in diesem Fall erforderlich, die erzeugte Leistung zu senken bzw. den Verbrauch

⁴⁸⁵ *Fickers*, Virtuelle Kraftwerke, ZNER 2009, 17 f.

⁴⁸⁶ Unter „Frequenzhaltung“ verstehen die TOR (Teil A, Version 1.8, 29) „Maßnahmen zur Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch durch Änderung der Wirkleistungserzeugung (Wirkleistungsregelung). Sie erfolgt durch Aktivieren der Primär- und Sekundärregelreserve (Primär- und Sekundärregelung) sowie der Nutzung von Minutenreserve (Tertiärregelung) in den Kraftwerken und umfasst auch Maßnahmen zur Lastanpassung auf Verbraucherebene“.

künstlich zu erhöhen. Würde man derartige Maßnahmen unterlassen, käme es zur Abweichung der Frequenz von 50 Hertz, was zu einem „Absturz“ des Systems führen könnte.⁴⁸⁷ Die Wiederherstellung des Gleichgewichts geschieht vorwiegend durch die Besorgung von Regelenergie durch den jeweiligen Regelzonenführer⁴⁸⁸ und durch die Beschaffung von Ausgleichsenergie. Regelenergie als Leistungsreserve muss somit in ausreichendem Maße innerhalb jeder Regelzone verfügbar sein, um auch weiterhin eine sichere und zuverlässige Energieversorgung selbst bei unvorhergesehenen Ereignissen garantieren zu können. Davon umfasst ist der Bereich, der von den Übertragungsnetzen abgedeckt wird, was auch die Verteilernetze mitumfasst. Daraus folgt, dass die Verteilernetzbetreiber nicht für den physikalischen Ausgleich zwischen Einspeisung und Verbrauch zuständig sind.⁴⁸⁹ Nach Art. 15 Abs. 6 EitRL 2009 beschaffen sich die Übertragungsnetzbetreiber die Energie, die sie zur Deckung von Energieverlusten und Kapazitätsreserven in ihrem Netz verwenden, nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren. Innerhalb der Regelenergie unterscheidet man zwischen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve (Tertiärregelleistung).⁴⁹⁰

1. Primärregelung

Unter der Primärregelung versteht man nach § 7 Abs. 1 Z 58 EIWOG 2010 eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Hilfe der Turbinendrehzahlregler gem. eingestellter Statikkennlinie von Maschinen im Zeitbereich bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt. Die Primärregelung sorgt solidarisch länderübergreifend, also im gesamten europäischen Verbundnetz (UCTE-Netz⁴⁹¹), für eine stabile Netzfrequenz, unabhängig davon, in welcher Regelzone die Störung eingetreten ist. Nach der Grundsatzbestimmung des § 67 Abs. 1 EIWOG 2010 erfolgt die Bereitstellung der Primärregelleistung mittels einer vom jeweiligen Regelzonenführer oder einem Beauftragten regelmäßig, jedoch mindestens halbjährlich durchzuführenden Ausschreibung, der ein Präqualifikationsverfahren⁴⁹² vorausgeht. Bei dieser Ausschreibung muss die im Primärregelsystem pro Anlage vorzuhaltende Leistung

⁴⁸⁷ *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 22 Rz. 13.

⁴⁸⁸ Der Regelzonenführer ist der Übertragungsnetzbetreiber.

⁴⁸⁹ *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 22 Rz. 10.

⁴⁹⁰ Ausführlich dazu: *Reiter*, Frequenz-Leistungsregelung, 64 ff.

⁴⁹¹ Die Verwaltung des europäischen Verbundnetzes erfolgt durch die Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE). Mitglieder der UCTE sind die nationalen Übertragungsnetzbetreiber.

⁴⁹² Dieses Präqualifikationsverfahren ist notwendig, damit nur verlässliche Teilnehmer am Markt auftreten und somit die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten werden kann.

min. 2 MW betragen.⁴⁹³ Zur Erbringung der Primärregelung können somit lediglich bestimmte Großkraftwerke mit einer speziellen Regeleinrichtung eingesetzt werden, die zudem in der Lage sind, innerhalb von 30 Sekunden ihre Leistungsabgabe zu erhöhen bzw. zu verringern und diese zumindest 30 Minuten halten zu können. Besonders gut dafür geeignet sind Wasserkraftwerke, da sie über eine hohe Erzeugungsleistung und große Laständerungsgeschwindigkeiten verfügen.⁴⁹⁴ Damit erlangen die österreichischen Wasserkraftwerke auch überregionale Bedeutung. Durch die gesetzlich vorgegebene vorzuhaltende Mindestleistung von 2 MW „pro Anlage“, die kurzfristige Aktivierungszeit sowie die lange Ausschreibungsdauer können kleinere Energieerzeugungsanlagen nicht an der Erbringung von Primärregelleistung teilnehmen. Erfolgt die Ausschreibung negativ, kann der jeweilige Regelzonenführer geeignete Anbieter von Primärregelleistung gegen Ersatz der tatsächlichen Aufwendungen⁴⁹⁵ zur Bereitstellung der Primärregelleistung verpflichten.⁴⁹⁶ Die Primärregelleistung wird nach § 66 Abs. 2 Z 1 i.V.m. § 68 Abs. 1 EIWOG 2010 durch die Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW finanziert.⁴⁹⁷ Die Zuteilung der Kosten bestimmt sich nach dem Verhältnis ihrer Jahrerzeugungsmengen. Die Beiträge werden gem. § 68 Abs. 2 EIWOG 2010 durch den Regelzonenführer vierteljährlich verrechnet und erhoben. Kann mittels der Primärregelung die Frequenz nicht wieder hergestellt werden, müssen weitere Maßnahmen ergriffen werden. Allgemeine Regeln für den Betrieb von Übertragungsnetzen und Qualitätskriterien der Primärregelung finden sich im Operation Handbook der UCTE.⁴⁹⁸ Dieses Operation Handbook ist zwar keine verbindliche Rechtsquelle, jedoch haben sich die Übertragungsnetzbetreiber privatrechtlich verpflichtet, die dort niedergelegten Regelungen einzuhalten.

2. Sekundärregelung

Liegt eine längere Beeinträchtigung – also ein Ungleichgewicht – von Angebot und Nachfrage vor, wird nach maximal 30 Sekunden bzw. bereits parallel zur Primärregelung die etwas langsamere Sekundärregelung in Gang gesetzt. Dies hat den Sinn, die

⁴⁹³ § 67 Abs. 4 EIWOG 2010.

⁴⁹⁴ *Mair*, Europäisches Elektrizitätssystem, in: Energieinstitut an der JKU Linz, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, 11.

⁴⁹⁵ Im Ausschreibungsverfahren hingegen kann ein angemessenes Entgelt für die Erbringung der Primärregelleistung gefordert werden.

⁴⁹⁶ § 67 Abs. 5 EIWOG 2010.

⁴⁹⁷ Ausführlich dazu: *Hauer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 41 Rz. 2 ff.

⁴⁹⁸ Das Operation Handbook der UCTE ist abrufbar unter: <https://www.entsoe.eu/resources/publications/system-operations/operation-handbook/>. Dazu auch TOR, Teil B, Version 2.0, 11.

Primärregelung zu entlasten, damit diese bei erneutem Bedarf wieder zur Verfügung steht. Die Sekundärregelung ist eine vollautomatisch wirksam werdende Wiederherstellung der Sollfrequenz nach Störung des Gleichgewichts zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung mit Hilfe von zentralen oder dezentralen Regeleinrichtungen. Die Wiederherstellung der Sollfrequenz kann im Bereich von mehreren Minuten liegen, § 7 Abs. 1 Z 62 EIWOG 2010. Die Sekundärregelung sorgt allerdings nur innerhalb der jeweiligen Regelzone, in der die Störung eingetreten ist, für den Ausgleich von Leistungsdefiziten und Leistungsüberschüssen und muss somit von diesem Regelzonenführer eigenverantwortlich eingesetzt werden. Die Beschaffung der Sekundärregelung erfolgt nach Durchführung eines transparenten Präqualifikationsverfahrens gem. § 69 Abs. 1 EIWOG 2010 mittels wettbewerblich organisierter Ausschreibungen, die durch den jeweiligen Regelzonenführer regelmäßig durchgeführt werden. Die Bedingungen für die Beschaffung sind durch die Regulierungsbehörde bescheidmäßig zu genehmigen. Die Höhe der auszuschreibenden und bereitzustellenden Leistung hat nach § 69 Abs. 3 EIWOG 2010 den Anforderungen des Europäischen Verbundbetriebes zu entsprechen und ist vom Regelzonenführer festzulegen. Dementsprechend hat die APG das Mindestgebot auf 5 MW beziffert. Aufgrund dieser Vorgaben kann auch die Leistungserbringung für die Sekundärregelung ebenfalls nur durch spezielle Großkraftwerke mit einer entsprechenden Regeleinrichtung erbracht werden. Dies geschieht vornehmlich durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken – der derzeit flexibelsten Technologie zur Bereitstellung von Regelenergie – und Gasturbinen sowie durch die Steigerung der Leistung von zuvor in Teillast betriebenen Kraftwerken. Erfolgt die Ausschreibung erfolglos, z.B. weil sich kein Anbieter an der Ausschreibung beteiligt hat, hat der Regelzonenführer diskriminierungsfrei geeignete Erzeuger gegen Ersatz der tatsächlichen Aufwendungen zur Bereitstellung und Erbringung der Sekundärregelung zu verpflichten.⁴⁹⁹ Für die Organisation der Sekundärregelung findet ebenfalls das UCTE Operation Handbook Anwendung.⁵⁰⁰ Die Sekundärregelung finanziert sich über das Systemdienstleistungsentgelt (§ 56 EIWOG 2010 i.V.m. § 8 SNE-VO 2012), das arbeitsbezogen von Einspeisern mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW an den Regelzonenführer zu entrichten ist.

⁴⁹⁹ § 69 Abs. 4 EIWOG 2010.

⁵⁰⁰ Ebenfalls dazu: TOR, Teil B, Version 2.0, 11 ff.

3. Tertiärregelung

Schließlich ist noch die Tertiärregel (Minutenreserve bzw. 15-Minuten-Reserve) vorgesehen, die bei einem Leistungsdefizit oder -überschuss spätestens nach 15 Minuten bzw. schon parallel zur Sekundärregelung auf telefonische Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zum Einsatz kommt. Sie stellt also das längerfristig wirksam werdende, manuell oder automatisch ausgelöste Abrufen von elektrischer Leistung dar, die zur Unterstützung bzw. Ergänzung der Sekundärregelung bzw. zur längerfristigen Ablösung von bereits aktivierter Sekundärregelleistung dient (Minutenreserve).⁵⁰¹ Der Einsatz der Minutenreserve ist somit erforderlich, wenn große Leistungsbilanzstörungen innerhalb der Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers eintreten und die Sekundärregelung entweder alleine nicht ausreicht oder diese bei andauernden Störungen entlastet werden muss.⁵⁰² Die Tertiärregelleistung muss so bemessen sein, dass innerhalb von 15 Minuten zusammen mit der Sekundärregelreserve genügend Leistung zur Kompensation des Ausfalls der größten Erzeugungseinheit verfügbar ist.⁵⁰³ Dafür fordert der Regeleinsteller in der Regel telefonisch die Minutenreserve bei den Einheiten an, die sich bereits zuvor vertraglich zur Bereitstellung verpflichtet haben.⁵⁰⁴ Laut der APG beträgt das Mindestgebot 10 MW. Die Minutenreserve wird täglich ausgeschrieben. Durch die Tertiärregelung wird also die Minutenreserve mobilisiert. Dies geschieht vorwiegend durch das Zuschalten von schnellstartenden Erzeugungsanlagen wie Erdgas- und Pumpspeicherkraftwerken, beinhaltet aber auch die Lastanpassung auf Verbraucherebene, also durch Reduzierung der Abgabe an Großabnehmer.⁵⁰⁵ Neben Kraftwerken und Verbrauchern können im Bereich der Minutenreserve auch virtuelle Kraftwerke eingesetzt werden. Durch die Bündelung vieler kleiner dezentraler Erzeugungseinheiten erreichen sie die Mindestangebotsgröße von 10 MW und sind damit in der Lage, an der Tertiärregelleistung, die im Gegensatz zur Primär- und Sekundärregelung eine längere Aktivierungszeit und eine kürzere Ausschreibungsdauer beinhaltet, teilzunehmen. Durch die Einbindung von abschaltbaren Lasten (z.B. Industriebetriebe mit regelmäßigen Verbrauchszyklen) in das virtuelle Kraftwerk kann auch negative Regelenergie bereitgestellt werden.⁵⁰⁶ Auch der Energieträger Erdgas wird eine immer wichtigere Bedeutung im Rahmen der Stromerzeugung und Netzstabilisierung erlangen, was jedoch einen Anstieg der CO₂-Preise nach sich ziehen dürfte.⁵⁰⁷ Die

⁵⁰¹ § 7 Abs. 1 Z 67 EIWOG 2010.

⁵⁰² *Fickers*, Virtuelle Kraftwerke, ZNER 2009, 17 (18).

⁵⁰³ TOR, Teil B, Version 2.0, 12; *Mair*, Europäisches Elektrizitätssystem, in: Energieinstitut an der JKU Linz, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, 11.

⁵⁰⁴ Ausführlich dazu: *Reiter*, Frequenz-Leistungsregelung, 72.

⁵⁰⁵ *Raschauer*, Handbuch, 80.

⁵⁰⁶ *Wissner*, Produktivität in der Energiewirtschaft, 25.

⁵⁰⁷ *Holtmaier*, Neue Marktfaktoren, ET 7/2011, 20.

Minutenreserve beinhaltet die geringsten technischen Anforderungen. Für die Organisation der Tertiärregelung findet ebenfalls das UCTE Operation Handbook Anwendung.⁵⁰⁸ Die für die Tertiärregelung notwendige Energie gehört zur Ausgleichsenergie und wird über den Bilanzgruppenkoordinator abgerechnet. Die Tertiärregelung wird verursacherbezogen von den Netzbenutzern getragen.

4. Ausgleichsenergie

Kein Teil der Systemdienstleistung ist hingegen die Beschaffung von Ausgleichsenergie durch den Regelzonenführer zum Ausgleich des Systems. Die Ausgleichsenergie stellt gem. § 7 Abs. 1 Z 3 EIWOG 2010 die Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung der Bilanzgruppe⁵⁰⁹ je definierter Messperiode dar, wobei die Energie je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann. Damit ist die Ausgleichsenergie die Differenz zwischen der Prognose, dem Fahrplan, und der tatsächlich bezogenen oder gelieferten Energie. Sofern Lastschwankungen nicht im Wege der Primär- oder Sekundärregelung ausgeglichen werden, soll dies über den Zu- bzw. Verkauf von Ausgleichsenergie geschehen. In dieser Hinsicht ist es die Aufgabe des Bilanzgruppenkoordinators, rechtzeitig fehlende Energie zu einem möglichst günstigen Preis zu beschaffen und überschüssige Energie zu einem möglichst hohen Preis zu verkaufen.⁵¹⁰ Die Abrechnung der Ausgleichsenergie erfolgt über den Bilanzgruppenkoordinator⁵¹¹ (§ 23 Abs. 5 Z 2 EIWOG 2010). Dieser hat die Preise für die Ausgleichsenergie entsprechend dem im § 10 VerrStG⁵¹² beschriebenen Verfahren zu ermitteln und in geeigneter Form ständig zu veröffentlichen.⁵¹³ Diese berechneten Entgelte teilt der Bilanzgruppenkoordinator sodann den Bilanzgruppenverantwortlichen und den Regelzonenführern gem. § 23 Abs. 5 Z 3 EIWOG 2010 mit. Es ist im weiteren nach der Grundsatzbestimmung des § 87 Abs. 1 Z 6 EIWOG 2010 die Aufgabe des

⁵⁰⁸ Ebenfalls dazu: TOR, Teil B, Version 2.0, 11 ff.

⁵⁰⁹ Eine Bilanzgruppe stellt nach § 7 Abs. 1 Z 4 EIWOG 2010 die Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) erfolgt, dar.

⁵¹⁰ Näher dazu: *Würthinger*, Verrechnungsstellen, in: Energieinstitut an der JKU Linz, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, 123 ff.

⁵¹¹ Pro Regelzone wird ein Bilanzgruppenkoordinator nach § 23 Abs. 2 Z 12 EIWOG 2012 vom jeweiligen Regelzonenführer ernannt. Dieser ist ein Hilfsorgan des Regelzonenführers zur wirtschaftlichen Administration der Ausgleichsenergie, so *Hauer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 22 Rz. 55. Hintergrund dessen dürften entflechtungsrechtliche Bedenken sein.

⁵¹² Bundesgesetz, mit dem die Ausübungsvoraussetzungen, die Aufgaben und die Befugnisse der Verrechnungsstellen für Transaktionen und Preisbildung für die Ausgleichsenergie geregelt werden, BGBl. I 2000/121 i.d.F. BGBl. I 2004/25.

⁵¹³ § 23 Abs. 5 Z 2 EIWOG 2010.

Bilanzgruppenverantwortlichen, dessen Bilanzgruppe das Leistungsungleichgewicht verursacht hat, also den Bedarf seiner Netzbenutzer und die Erzeugung nicht richtig bestimmt und damit auch nicht die richtige Menge an Energie eingeplant hat, die Entgelte für die entsprechende Ausgleichsenergie an den Bilanzgruppenkoordinator zu entrichten sowie sie anschließend den Bilanzgruppenmitgliedern weiterzuerrechnen. Damit erfolgt die Finanzierung der Ausgleichsenergie verursacherbezogen durch die Netzbenutzer.

5. Unterschiede zwischen Regel- und Ausgleichsenergie

Im Ergebnis bezwecken sowohl die Regel-, als auch die Ausgleichsenergie physikalisch gesehen die Herstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch, sodass sie sich nur begrifflich unterscheiden. Da sie jedoch unterschiedlich finanziert werden, ist die Abgrenzung von Regel- und Ausgleichsenergie von großer Bedeutung.⁵¹⁴ Daher ist der Regelzonenführer nach § 23 Abs. 2 Z 7 EIWOG 2010 verpflichtet, diese Abgrenzung nach „transparenten und objektiven Kriterien“ vorzunehmen.⁵¹⁵ Die Primärenergie wird durch bestimmte Erzeuger finanziert und die Sekundärenergie arbeitsbezogen über das Systemdienstleistungsentgelt durch bestimmte Erzeuger. Die Finanzierung der Tertiärregelung und Ausgleichsenergie erfolgt hingegen verursacherbezogen durch die Netzbenutzer. Die Finanzierung der Primär- und Sekundärenergie erfolgt somit im Gegensatz zur Tertiärregelung, die zur Ausgleichsenergie zählt, nicht verursacherbezogen. Unterschiedlich ist auch die Beschaffung: Während die Bereitstellung der Regelenergie mittels Ausschreibungen erfolgt, ruft der Regelzonenführer die Ausgleichsenergie nach einer durch den Bilanzgruppenkoordinator erstellten Reihenfolge der Kraftwerke (sog. „Merit Order List“) ab. Die Beschaffung der Ausgleichsenergie erfolgt somit am Markt. Im Gegensatz zur Regelenergie, die der Regelzonenführer auf eigene Rechnung abrufen, ruft er die Ausgleichsenergie somit auf fremde Rechnung ab.⁵¹⁶ Es kann festgehalten werden, dass Abweichungen einer Prognose in der Regelzone mittels Regelenergie und Abweichungen einer Prognose in der Bilanzgruppe mittels Ausgleichsenergie kompensiert werden.

II. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge

Die vorangestellten Darstellungen umreißen das System von Regel- und Ausgleichsenergie im geltenden Elektrizitätswirtschaftsrecht. Die bisherigen Überlegungen haben gezeigt, dass

⁵¹⁴ Dazu: *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 22 Rz. 22.

⁵¹⁵ Ebenda.

⁵¹⁶ *Raschauer*, Handbuch, 80.

sich an diesem System durch das Konzept der Smart Grids nichts ändert bzw. nichts ändern muss. Zweifellos haben die Veränderungen in der tatsächlichen Energieaufbringung – während früher die Wasserkraft die einzige nicht exakt vorhersagbare Erzeugungstechnologie darstellte, nimmt mit dem stetigen Ausbau der regenerativen Energien der Anteil der nur bedingt planbaren Stromerzeugung zu – mit der Folge, dass durch diese stärker fluktuierende Erzeugung der Regel- und der Ausgleichsenergiebedarf steigen wird, um die Versorgungssicherheit auch weiterhin aufrecht zu erhalten. Dies ist jedoch eine rein tatsächliche Beschreibung (Prognose) der tatsächlichen Verhältnisse in der Elektrizitätswirtschaft, die noch nicht zwangsläufig einen rechtlichen Änderungsbedarf impliziert. Der prognostizierte Mehrbedarf an Regel- und Ausgleichsenergie kann nach den bisherigen gesetzlichen Regeln für die Aufbringung, Zuordnung und Finanzierung der Regel- und Ausgleichsenergie abgewickelt werden. Damit folgt einmal als erhebliches Ergebnis: das Konzept der Smart-Grids erfordert nicht zwangsläufig eine Änderung des Elektrizitätswirtschaftsrechts.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit kann es jedoch angeraten erscheinen, dass zwingend vorzuhaltende Maß an Regelenergie zu erhöhen. Wie hoch das im Interesse der Versorgungssicherheit gebotene Reservemaß Angesicht der zunehmenden Produktionsunsicherheiten, die mit der Energieaufbringung über erneuerbaren Energien verbunden ist, sein soll, ist zuvor eine technische Frage, in weiterer Folge auch eine rechtspolitische Frage, nämlich die Frage nach dem gewünschten Sicherheitsmaß der Versorgungssicherheit (bzw. umgekehrt der Risikofreudigkeit). Das Maß der vorzuhaltenden Regelenergie ist de lege lata nicht gesetzlich, sondern durch zunächst außerrechtliche, technische Standards festgeschrieben (dies unbeschadet des Umstandes, dass die Rechtsordnung auf solche technischen Regelungen immer wieder rekurriert). Diese Überlegungen machen aber deutlich, dass allfällige Änderungen in der technischen oder rechtspolitischen Einschätzung zum Bedarf an Regelenergiereserve keine Änderung des österreichischen Gesetzes- oder Ordnungsrechts bedingen.

Aufgrund der zunehmenden Verdrängung der konventionellen Kraftwerke vom Markt scheint es notwendig, die positive Regelenergie zunehmend durch erneuerbare Energien bereit zu stellen. Dies könnte vorwiegend durch virtuelle Kraftwerke erfolgen, weil darin mehrere kleine Erzeugungseinheiten derart gebündelt werden können, dass die geforderte Mindestleistung im Bereich der Regelenergie erreicht wird. Ferner ist anzudenken, zukünftig die vorzuhaltende Mindestleistung im Bereich der Minutenreserve auf 5 MW herabzusetzen, damit verstärkt dezentrale Erzeugungsanlagen am Regelenergiemarkt teilnehmen können. In diesem Zusammenhang hat am 01.05.2012 in Deutschland ein durch das

Bundesumweltministerium gefördertes Projekt begonnen, in dem ein Verfahren zur Regelenergiebereitstellung aus Windkraftanlagen entwickelt werden soll.⁵¹⁷ Zudem sollte die Dauer der Ausschreibungsverfahren geändert werden, damit auch die Windkraft- und PV-Anlagen daran teilnehmen können. Die Stromerzeugung mittels Kohle-, Kern- und Gaskraftwerken kann langfristig geplant und auf den Bedarf abgestimmt werden. Dies ist jedoch z.B. bei der Windkraftproduktion – trotz verbesserter Wettervorhersagen – anders. Daher kann ein Windpark seine Regelenergie nicht längerfristig verkaufen. Folglich würden die Betreiber der Windkraftanlagen ihren Strom gerne innerhalb der letzten Stunde vor der Produktion handeln; allerdings ist sodann die zentrale Stromauktion des Vortages bereits abgeschlossen, wie es heute noch der Fall ist.⁵¹⁸ Zudem ist anzudenken, dass auch Speichertechnologien am Regelenergiemarkt teilnehmen könnten.

⁵¹⁷ Näheres dazu: oV, Regelenergie durch Windenergieanlagen.

⁵¹⁸ *Neuhoff*, Öffnung des Strommarktes, DIW Wochenbericht Nr. 20/2011, 16 (17).

Kapitel 9: Smart Grids und bundesstaatliche Kompetenzverteilung

I. Smart Grids und Elektrizitätswesen

Das B-VG⁵¹⁹ enthält vier Haupttypen der Kompetenzverteilung in den Art. 10 bis 15. Die Zuteilung der einzelnen Tatbestände erfolgt durch Verweisung bestimmter Angelegenheiten in die Zuständigkeit des Bundes in Gesetzgebung und/oder Vollziehung (sog. Enumeration in den Art. 10 bis 12 B-VG) sowie der Bestimmung, dass alle nicht auf diese Weise in die Bundeskompetenz verwiesenen Angelegenheiten zum selbständigen Wirkungskreis der Länder gehören (Art. 15 Abs. 1 B-VG).⁵²⁰ Als der zentrale Kompetenztatbestand für das Elektrizitätsrecht ist Art. 12 Abs. 1 Z 5 B-VG („Angelegenheiten des Elektrizitätswesens, soweit es nicht unter Artikel 10 fällt“) zu nennen, wonach die Gesetzgebung über die Grundsätze Bundessache, die Erlassung von Ausführungsgesetzen und die Vollziehung hingegen Landessache ist. Art. 10 Abs. 1 B-VG weist ausdrücklich dem Bund die Gesetzgebung und Vollziehung in z.B. folgenden Angelegenheiten zu:⁵²¹

- die „Normalisierung und Typisierung elektrischer Anlagen und Einrichtungen und Sicherheitsmaßnahmen auf diesem Gebiet“ (Z 10) (also das Elektrotechnikrecht),
- „das Starkstromwegerecht, soweit sich die Leitungsanlagen auf zwei oder mehrere Länder erstrecken“ (Z 10) (landesgrenzenüberschreitende Hochspannungsleitungen),
- „Waren- und Viehverkehr mit dem Ausland“ (Z 2) (in Bezug auf Stromimporte und -exporte),
- „Wasserrecht“ (Z 10) (Wasserkraftwerke) sowie
- die „Luftreinhaltung, unbeschadet der Zuständigkeit der Länder für die Heizungsanlagen“ (Z 12) (Luftreinhaltungsbestimmungen für kalorische Stromerzeugungsanlagen).

Das Elektrizitätsrecht erstreckt sich somit über mehrere Kompetenzbereiche und stellt deshalb eine Querschnittsmaterie dar.⁵²² Dies bedeutet, dass die Kompetenzen zwischen Bund und Ländern (je nach Anwendung der Art. 10 oder 12 B-VG) aufgeteilt ist.

⁵¹⁹ Bundes-Verfassungsgesetz (B-VG), BGBl. 1930/1 (WV) i.d.F. BGBl. I 2010/98.

⁵²⁰ Vgl. *Walter/Mayer/Kucsko-Stadlmayer*, Bundesverfassungsrecht, Rz. 263.

⁵²¹ Vgl. dazu ausführlicher *Raschauer*, Handbuch, 30 ff.

⁵²² Vgl. *Raschauer*, Handbuch, 30; *Zabukovec*, Ökostromgesetz und Elektrizitätswesen, 76.

Der Inhalt der verschiedenen Tatbestände des B-VG ist mit Hilfe der Auslegungsregel der Versteinerungstheorie festzustellen. Danach haben die Termini der Kompetenzartikel jene Bedeutung, die ihnen nach dem Stand und ihrer Systematik der Rechtsordnung im Zeitpunkt ihrer Schaffung zugekommen ist. Grundlage für die Auslegung ist die Rechtslage im Zeitpunkt des In-Kraft-Tretens (das ist im Grundsatz der 01.10.1925) der Bestimmung.⁵²³ Zur Ermittlung des Inhalts des Kompetenzbegriffes „Elektrizitätswesen“ sind somit u.a. das ElektrizitätswegeG BGBl. 1922/348 und die Verordnung BGBl. 1922/570 maßgeblich.⁵²⁴ Diese Bestimmungen sind 1922 als gewerberechtliche Bestimmungen erlassen worden; elektrizitätsrechtliche Bestimmungen, die nach äußerlichen Merkmalen dem Bereich des Elektrizitätswesens zugeordnet gewesen wären, existierten damals nicht.⁵²⁵ Aber bereits das ElektrizitätsG 1929 legte fest, dass Anlagen⁵²⁶ nicht dem ElektrizitätsG, sondern den Regelungen jenes Bereiches unterliegen, dessen Zweck die erzeugte Energie dient. Weiters liegt den elektrizitätsrechtlichen Vorschriften das Verständnis zugrunde, dass die Anlage des Kunden direkt an das öffentliche Netz angeschlossen ist.⁵²⁷ Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass typisch gewerberechtliche Regelungen dann dem Art. 12 Abs. 1 Z 5 B-VG zuzuordnen sind, wenn sie die gewerbsmäßige Erzeugung, Leitung und Abgabe von elektrischer Energie betreffen.⁵²⁸ Nach der Rspr. des VfGH⁵²⁹ sind Regelungen zur Aufrechterhaltung der Stromversorgung und die damit im funktionellen Zusammenhang stehenden Regelungen dem Bereich des Elektrizitätswesens nach Art. 12 Abs. 1 Z 5 B-VG zuzuordnen. Daraus lässt sich ableiten, dass tendenziell alle mit der Thematik des intelligenten Stromnetzes verbundenen Funktionalitäten dem Kompetenzbereich des Art. 12 Abs. 1 Z 5 B-VG zugeordnet werden können. Dies ergibt sich aus dem Argument, dass diese als ein integraler Bestandteil des Netzes (der Aufrechterhaltung der Stromversorgung) angesehen werden können.

Das bedeutet, dass sowohl die gesetzliche Regelung der Einspeisesteuerung (Produktionsdrosselung) im Interesse der Aufrechterhaltung der Stromversorgung als auch die Nachfragesteuerung (Nachfrageerhöhung oder Nachfragedrosselung) im Interesse der

⁵²³ Vgl. *Öhlinger*, Verfassungsrecht, Rz. 275.

⁵²⁴ Vgl. *Raschauer*, Handbuch, 34.

⁵²⁵ Ebenda.

⁵²⁶ Gem. § 1 Abs. 2 und 3 ElektrizitätsG sind dies Anlagen zur Erzeugung oder Leitung für den Eigenbedarf, selbst dann, wenn überschüssige Energie entgeltlich an Dritte abgegeben wird. So auch *Hauenschild*, E-Tankstellen, FÖE 2011 H 10, 33.

⁵²⁷ Vgl. *Urbantschitsch*, Elektromobilität, ZVR 2010/155, 316 (319).

⁵²⁸ Vgl. *Raschauer*, Handbuch, 34.

⁵²⁹ VfGH 10.03.2004, G 140/03, SlgNr. 17160, zur Kompetenzwidrigkeit des Verrechnungsgesetzes über die Organisation und die Aufgaben der Verrechnungsstelle zur Aufrechterhaltung der Stromversorgung.

Aufrechterhaltung der Stromversorgung als auch die Strompreisgestaltung im Dienste der Aufrechterhaltung der Stromversorgung (etwa Regelung variabler Tarife) vom Prinzip her dem Kompetenztatbestand des Art. 12 Abs. 1 Z 5 B-VG zugeschlagen werden können. Was die Systemnutzungsentgelte anlangt, so unterfallen diese bereits nach derzeit geltender Rechtslage dem Sonderkompetenztatbestand des § 1 EIWOG 2010. Das Stichwort der Sonderkompetenztatbestände zeigt auch, warum die Kompetenzrechtsfrage in der Diskussion der Smart Grids bislang keine besondere Bedeutung erlangt hat und auch in Zukunft wohl nicht erlangen wird: In Folge des höchst komplexen Kompetenzrechtshintergrunds bedarf mittlerweile ohnehin nahezu jede Änderung des Elektrizitätswirtschaftsrechts einer neuerlichen Kompetenzrechtsdeckung, also einer Erneuerung der Kompetenzdeckungsklausel (§ 1 EIWOG 2010) und somit eines verfassungsrangigen Beschlusses des Nationalrates. Angesichts des ohnehin nahezu regelmäßigen Erfordernisses einer neuerlichen Kompetenzdeckung sind allfällige verfassungsrechtliche Schwierigkeiten bei der Umsetzung des einen oder des anderen Teilkonzepts eines Smart Grid nur von untergeordneter Bedeutung.

Auf eine Sonderkompetenzrechtsfrage sei noch näher hingewiesen, weil sie bereits in der Literatur bzw. in der Praxis für Diskussion gesorgt hat, nämlich die Frage nach der kompetenzrechtlichen Einordnung einzelner Aspekte der Elektromobilität. In diesem Sinn wurde im Besonderen diskutiert, ob die Regelung des Betriebs einer Elektrotankstelle dem Kompetenztatbestand des Art. 10 Abs. 1 Z 8 B-VG (Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie) oder doch dem Kompetenztatbestand des Art. 12 Abs. 1 Z 5 B-VG (Elektrizitätswesen) zuzuschlagen ist. Diese Frage stellt sich in folgendem einfachgesetzlichem Umfeld:

Gemäß § 2 Abs. 1 Z 20 GewO 1994 ist die Gewerbeordnung nicht auf den Betrieb von Elektrizitätsunternehmen anzuwenden. Die Erzeugung, der Handel, die Lieferung sowie die Übertragung und Verteilung von Strom unterliegt grundsätzlich dem Elektrizitätsrecht.⁵³⁰ Elektrotankstellen sind zwar mit dem öffentlichen Netz verbunden, das ladende Fahrzeug hingegen ist nur für die Zeit des Ladevorgangs an das Netz angeschlossen. Des Weiteren besteht ein Netznutzungs- und Stromliefervertrag nur mit dem Betreiber der Ladestation; der Netzbetreiber steht mit dem Halter des Fahrzeuges in keinen Vertragsverhältnis.⁵³¹ Dies führt nach Meinung des BMWFJ dazu, dass der Betrieb von Elektrotankstellen nicht in den

⁵³⁰ Vgl. *Urbantschitsch*, Elektromobilität, ZVR 2010/155, 316 (319).

⁵³¹ Ebenda.

Anwendungsbereich des Elektrizitätsrechts, sondern als gewerbliche Tätigkeit unter die Gewerbeordnung fällt.⁵³²

Angesichts des spärlichen Versteinerungsmaterials zum Elektrizitätswesen lässt sich die dahinterstehende kompetenzrechtliche Frage nicht mit abschließender Sicherheit klären. Der Rechtsstandpunkt des BMWFJ hat gewiss einiges für sich, mag aber zu einem gerüttelten Maß auch von pragmatischen Erwägungen getragen sein. Ebenso gute Argumente sprechen nämlich dafür, im Betreiber einer Elektroladestation eine Sonderform eines Elektrizitätsversorgers zu sehen, der dem Kompetenztatbestand des Art. 12 Abs. 1 Z 5 B-VG zufällt. Da beide Auslegungsoptionen gleichermaßen plausibel argumentiert werden können und weder die eine noch die andere Alternative verifiziert oder falsifiziert werden kann, bleibt die endgültige Klärung dieser Frage den Höchstgerichten, in Sonderheit dem Verfassungsgerichtshof, vorbehalten.

II. Zusammenfassung und Änderungsvorschläge

Tendenziell lassen sich alle mit der Thematik des intelligenten Stromnetzes verbundenen Funktionalitäten dem Kompetenzbereich des Art. 12 Abs. 1 Z 5 B-VG („Angelegenheiten des Elektrizitätswesens“) zuordnen. So ist z.B. die Gesetzgebung über die Einspeisesteuerung in den Grundsätzen Bundessache, die Erlassung von entsprechenden Ausführungsgesetzen und die Vollziehung ist hingegen Landessache. Es gibt aber auch Schnittstellen zu anderen Kompetenztatbeständen: Beispielsweise ist aufgrund des Sonderkompetenztatbestandes des § 1 EIWOG 2010 die Einführung von variablen Netzentgelten Bundessache in Gesetzgebung und Vollziehung. Der Betrieb von Elektrotankstellen ist nach Meinung des BMWFJ nicht dem Elektrizitätswesen zuzuordnen, sondern unterliegt als gewerbliche Tätigkeit der Gewerbeordnung.

Da die bestehenden Regelungen der bundesstaatlichen Kompetenzverteilung ausreichen, um alle Funktionalitäten von Smart Grids zu erfassen, sind keine rechtlichen Änderungen der Kompetenzverteilung vorzuschlagen.

⁵³² So die schriftliche Stellungnahme des BMWFJ vom 08.07.2010 zum Betrieb von Elektrotankstellen; vgl. i.d.S. auch *Urbantschitsch*, Elektromobilität, ZVR 2010/155, 316 (319).

Kapitel 10: Smart Grids und Behördenorganisation

Die Behördenorganisation im Elektrizitätsbereich setzt sich aus dem Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend, der jeweiligen Landesregierung und der Regulierungsbehörde zusammen.

I. Die einzelnen Behörden

1. Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend

Der BMWFJ ist die oberste Energiebehörde. Sofern im Einzelfall nichts anderes bestimmt ist, ist er in den Fällen des Art. 12 Abs. 3 B-VG die zuständige Behörde im Sinne der Grundsatzbestimmungen dieses Bundesgesetzes.⁵³³ Gemäß § 5 Abs. 3 E-ControlG⁵³⁴ hat er das Recht, sich jederzeit über alle Gegenstände der Geschäftsführung und Aufgabenerfüllung der E-Control unterrichten zu lassen. Alle Organe der E-Control haben dem BMWFJ unverzüglich und auf Verlangen schriftlich alle diesbezüglichen Anfragen zu beantworten.

2. Landesregierung

Die jeweilige Landesregierung ist gem. § 90 Z 1 EIWOG 2010 die zuständige Elektrizitätsrechtsbehörde in Angelegenheiten des landesausführungsrechtlich zu regelnden Elektrizitätswesens, sofern im Einzelfall nichts anderes bestimmt ist.

3. Regulierungsbehörde

Da trotz der Liberalisierung die Stromnetze weiterhin als natürliche Monopole angesehen und eine Duplizierung der Leitungsinfrastruktur nicht vertretbar ist, müssen die Netzbetreiber auch Wettbewerbern freien Zugang zu ihren Netzen einräumen. Um jedoch die auch weiterhin bestehende Marktmacht der Netzbetreiber und den angestrebten Wettbewerb zu kontrollieren, wurde ab dem 01.04.2001 erstmals eine Regulierungsbehörde, eine

⁵³³ § 90 Z 2 EIWOG 2010.

⁵³⁴ Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG), BGBl. I 2010/110 i.d.F. BGBl. I 2012/51.

marktorganisierende Wettbewerbsregulierung, geschaffen. Dies war aufgrund von Art. 23 EltRL 2003 notwendig geworden, der vorsah, dass alle Mitgliedstaaten eine oder mehrere zuständige Stellen mit der Aufgabe als Regulierungsbehörde betrauten. Zunächst bestand diese Regulierungsbehörde aus der Elektrizitäts-Control GmbH (EICG) und der Elektrizitäts-Control Kommission (EICK). Aufgrund der GWG-Novelle 2002⁵³⁵ wurde im Mai 2002 eine gemeinsame Regulierungsbehörde⁵³⁶ für den Strom- und Gasbereich beschlossen, sodass danach die Energie-Control GmbH (ECG) und die Energie-Control Kommission (ECK) existierten. Bei der ECG handelte es sich um eine nicht gewinnorientierte GmbH, deren Anteilsrechte, die zu 100 % dem Bund vorbehalten waren, vom BMWA bzw. vom BMWFJ verwaltet wurden. Die ECG unterstand in ihrer Funktion als beliehenes Unternehmen der Aufsicht des BMWA/BMWFJ als oberster Elektrizitätsbehörde und war somit dessen Weisungen unterworfen. Da der BMWA/BMWFJ zugleich auch Anteilsrechte bundeseigener Energieunternehmen verwaltet, kann dieser nicht als unabhängig angesehen werden, was auf die ECG durchschlug und nicht mit unionsrechtlichen Vorgaben vereinbar war. Die ECK hingegen war eine unabhängige und weisungsfreie Kollegialbehörde mit richterlichem Einschlag im Sinne von Art. 133 Z 4 B-VG i.V.m. Art. 20 Abs. 2 Z 3 B-VG. Damit lag in Österreich ein dual ausgestaltetes System vor.

Dieses dual ausgestaltete „österreichische System“⁵³⁷ musste jedoch mit der Umsetzung der EltRL 2009 aufgegeben werden, da Art. 35 Abs. 1 dieser Richtlinie festlegt, dass jeder Mitgliedstaat auf nationaler Ebene nur eine einzige nationale Regulierungsbehörde benennt.⁵³⁸ Diese muss u.a. rechtlich getrennt und funktional unabhängig von anderen öffentlichen und privaten Einrichtungen sein und sicherstellen, dass ihr Personal und Management unabhängig von Marktinteressen handelt und bei der Wahrnehmung der Regulierungsaufgaben keine direkten Weisungen von Regierungsstellen oder anderen öffentlichen und privaten Einrichtungen einholt oder entgegennimmt und gewährleistet, dass sie ihre Befugnisse unparteiisch und transparent ausübt.⁵³⁹ Um diesen Vorgaben gerecht zu werden, errichtete Österreich unter der Bezeichnung „Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)“ eine Anstalt öffentlichen

⁵³⁵ BGBl. I 2002/148.

⁵³⁶ Ausführlich dazu: *Gruber*, Regulierungsbehörden, 1 ff.; *Leitl*, Regulierungsbehörden, 150 ff.; *Müller*, Regulierungsbehördenmodell, 124 ff.; *Feigl/Urbantschitsch*, Strom-Regulatoren, ecolex 2000, 826 ff.; *Raschauer/Haumer*, Energieregulierung, wbl 2010, 489 (490).

⁵³⁷ Ausführlich zur „alten“ und „neuen“ Regulierungsbehörde: *Holoubek*, Energieregulierung, in: *Storr*, Energiewirtschaft, 99 ff.

⁵³⁸ Art. 35 Abs. 2 EltRL 2009 erlaubt allerdings weitere Regulierungsbehörden auf regionaler Ebene, sofern es auf Gemeinschaftsebene nur einen Ansprechpartner gibt.

⁵³⁹ Art. 35 Abs. 4 EltRL 2009.

Rechts mit eigener Rechtspersönlichkeit⁵⁴⁰ und Sitz in Wien.⁵⁴¹ Als Vorbild diente dabei die Finanzmarktaufsicht (FMA).

Allgemeines Ziel der E-Control ist es, Maßnahmen zu treffen, die u.a. zur Einbindung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und dezentraler Erzeugung im kleinen und großen Maßstab sowohl in Übertragungs- als auch in Verteilernetze⁵⁴² beitragen, die den Anschluss neuer Erzeugungsanlagen an das Netz erleichtern⁵⁴³ und die sicherstellen, dass für Netzbetreiber und Netznutzer kurz- und langfristig angemessene Anreize bestehen, Effizienzsteigerungen bei der Netzleistung zu gewährleisten.⁵⁴⁴

Die Organe der neu geschaffenen Regulierungsbehörde setzen sich aus dem Vorstand, der Regulierungskommission und dem Aufsichtsrat zusammen, die bei der Ausübung ihres jeweiligen Amtes grundsätzlich an keine Weisungen gebunden sind und von den Marktinteressen unabhängig handeln.⁵⁴⁵ Der Vorstand der E-Control besteht aus zwei Mitgliedern⁵⁴⁶, die vom BMWFJ ernannt werden und für fünf Jahre im Amt bleiben. Voraussetzung für die Ernennung zum Vorstandsmitglied ist die persönliche und fachliche Eignung, ein abgeschlossenes rechtswissenschaftliches, wirtschaftswissenschaftliches oder technisches Studium und eine mindestens fünfjährige Berufserfahrung im Bereich der Energiewirtschaft.⁵⁴⁷ Die Aufgabe des Vorstandes ist nach § 7 Abs. 1 E-ControlG, den Dienstbetrieb zu leiten und die Geschäfte der E-Control zu führen. Dabei ist er für alle Aufgaben der E-Control zuständig, die nicht der Regulierungskommission oder dem Aufsichtsrat zugewiesen sind. Darunter fallen z.B. das Zertifizierungsverfahren im Rahmen der Entflechtung⁵⁴⁸ sowie die Genehmigung⁵⁴⁹ und Überwachung⁵⁵⁰ des Netzentwicklungsplans. Er vertritt zudem die E-Control nach außen.

⁵⁴⁰ Eingehend dazu: *Schwaiger-Faber*, Energieregulierungsbehörde, in: Raschauer, Energierecht 2011, 37 ff.; *Rogatsch*, Umsetzung des 3. Energiebinnenmarktpakets, ÖZW 2011, 76 (84 f.).

⁵⁴¹ § 2 E-ControlG.

⁵⁴² § 4 Z 4 E-ControlG.

⁵⁴³ § 4 Z 5 E-ControlG.

⁵⁴⁴ § 4 Z 6 E-ControlG.

⁵⁴⁵ § 5 Abs. 1 und Abs. 2 E-ControlG.

⁵⁴⁶ Diese sind DI Walter Boltz und Mag. (FH) Martin Graf, MBA (Stand: 05.04.2012).

⁵⁴⁷ § 6 E-ControlG.

⁵⁴⁸ § 34 Abs. 1 EIWOG 2010.

⁵⁴⁹ § 38 EIWOG 2010.

⁵⁵⁰ § 39 EIWOG 2010.

Die Regulierungskommission setzt sich nach § 10 Abs. 1 E-ControlG aus fünf Mitgliedern zusammen, die von der Bundesregierung ernannt werden. Eines der Mitglieder hat dem Richterstand anzugehören (dieses Mitglied führt den Vorsitz der Regulierungskommission), mindestens ein Mitglied muss über technische Kenntnisse verfügen und die anderen Mitglieder über juristische und/oder ökonomische Kenntnisse. Mit der Regulierungskommission wurde eine Kollegialbehörde mit richterlichem Einschlag i.S.d. Art. 20 Abs. 2 Z 3 und Art. 133 Z 4 B-VG eingerichtet. Die Funktionsperiode beträgt ebenfalls fünf Jahre. Ihre Aufgaben sind mittels Verfassungsbestimmung in § 12 Abs. 1 und Abs. 2 E-ControlG enumerativ verankert. Somit kommt der Regulierungskommission u.a. die Entscheidung über Netzzugangsverweigerungen, die Untersagung der Anwendung von Bedingungen für den Elektrizitätsbereich und die Schlichtung von Streitigkeiten zu. Ferner erlässt sie künftig die Systemnutzungsentgelte per Verordnung, § 51 EIWOG 2010.

Der Aufsichtsrat besteht aus dem Vorsitzenden, seinem Stellvertreter und zwei weiteren Mitgliedern. Die Mitglieder werden auf Vorschlag des BMWFJ durch die Bundesregierung für fünf Jahre bestellt.⁵⁵¹ Die Aufgabe des Aufsichtsrates besteht darin, die Geschäftsführung der E-Control zu überwachen und die in § 15 Abs. 2 E-ControlG abschließend aufgezählten Vorhaben zu genehmigen.

In Angelegenheiten, die von der Regulierungsbehörde zu vollziehen sind, findet zudem eine Beratung durch den Regulierungsbeirat statt. Darunter fällt auch die Erörterung der Systemnutzungsentgelte sowie die Harmonisierung der Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber, insbesondere hinsichtlich der bestmöglichen Handhabung des Netzzugangs im österreichischen Wirtschaftsgebiet unter Wahrung der Interessen des Konsumentenschutzes.⁵⁵²

Schließlich dient der Energiebeirat der Beratung des BMWFJ und der E-Control in Angelegenheiten der Energiepolitik.

Im Zuge ihrer Regulierungsaufgaben hat die E-Control zudem in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern sonstige Regeln zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen, sowie in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern technische und organisatorische Regeln

⁵⁵¹ § 13 E-ControlG.

⁵⁵² § 19 Abs. 2 Z 1 E-ControlG.

für Netzbetreiber und Netzbenutzer zu erarbeiten und diesen zur Verfügung zu stellen.⁵⁵³ Außerdem obliegt ihr, die Marktteilnehmer hinsichtlich der Einhaltung ihrer Pflichten zu überwachen und eine Wettbewerbsaufsicht über die Marktteilnehmer durchzuführen, insbesondere über die Netzbetreiber hinsichtlich der Gleichbehandlung und der Entflechtung,⁵⁵⁴ sowie an der Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarktes zu arbeiten.⁵⁵⁵

II. Rechtsschutz

Die jeweilige Landesregierung entscheidet mittels Bescheid grds. in erster und letzter Instanz, wenn es um Angelegenheiten des landesausführungsrechtlich zu regelnden Elektrizitätswesens geht (z.B. Netzanschluss). Gegen den Bescheid der Landesregierung kann sodann als außerordentliches Rechtsmittel der BMWFJ im Devolutionswege nach Art. 12 Abs. 3 B-VG angerufen werden, da insoweit die unmittelbare Erhebung einer Bescheidbeschwerde an die Gerichtshöfe des öffentlichen Rechts unzulässig ist.⁵⁵⁶ Der BMWFJ hat über die Verwaltungssache neu zu entscheiden. Mit dieser Entscheidung tritt der Bescheid der Landesregierung außer Kraft (Art. 12 Abs. 3 S. 2 B-VG). Er tritt allerdings dann wieder in Kraft, sofern der Bescheid des BMWFJ im weiteren Rechtsweg durch einen der Gerichtshöfe des öffentlichen Rechts aufgehoben wird.⁵⁵⁷

Handelt es sich um unmittelbar anwendbares Bundesrecht, ist gem. § 89 Abs. 1 EIWOG 2010 die Regulierungsbehörde die zuständige Behörde⁵⁵⁸, sofern im Einzelfall nichts anderes bestimmt ist. Die Entscheidungen des Vorstands und der Regulierungskommission der E-Control unterliegen grds. nicht der Aufhebung oder Abänderung im Verwaltungsweg (§ 9 Abs. 1, Abs. 4 S. 1 E-ControlG), sodass kein Instanzenzug gegeben ist. Allerdings entscheidet ausnahmsweise nach § 9 Abs. 3 E-ControlG der BMWFJ über Berufungen gegen Entscheidungen des Vorstands der E-Control in Angelegenheiten der unter der Leitung und nach den Weisungen des BMWFJ besorgten Angelegenheiten (§ 5 Abs. 4 E-

⁵⁵³ § 22 Z 1 und Z 2 E-ControlG.

⁵⁵⁴ § 24 Abs. 1 E-ControlG.

⁵⁵⁵ § 23 Abs. 1 S. 1 E-ControlG.

⁵⁵⁶ Ausführlich dazu: *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 49 Rz. 5 ff.; VwGH 28.06.1994, 93/05/0061; VfGH 17.03.1964, B 89/63; VfGH 26.02.1960, B 114a,b/69.

⁵⁵⁷ *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 49 Rz. 14.

⁵⁵⁸ Ausführlich zum Rechtsschutz: *Schneider*, in: *Hauenschild/Oberndorfer/Oberndorfer/Schneider*, EIWOG 2010, § 9 E-ControlG, 315 ff.

ControlG)⁵⁵⁹, worunter u.a. die Regelungen des ÖSG 2012 fallen. Gegen alle Entscheidungen des Vorstands und der Regulierungskommission kann Beschwerde an den VwGH und den VfGH⁵⁶⁰ erhoben werden. Im Gegensatz zum Vorstand ist die Anrufung des VwGH für die Regulierungskommission explizit in § 9 Abs. 4 E-ControlG verankert. Dies ist darin begründet, dass die Regulierungskommission nach Art. 20 Abs. 2 Z 3 und Art. 133 Z 4 B-VG eine kollegiale Verwaltungsbehörde mit richterlichem Einschlag darstellt. Über solche Bescheide entscheidet der VwGH nur dann, wenn dies einfachgesetzlich normiert ist.⁵⁶¹ Verordnungen der Regulierungskommission sind vom VfGH gem. Art. 139 Abs. 1 B-VG mittels Individualantrags zu überprüfen.

Hinsichtlich der Streitschlichtungsbescheide⁵⁶² durch die Regulierungskommission liegt eine sukzessive Zuständigkeit der ordentlichen Gerichte vor. Unter einer solchen sukzessiven Zuständigkeit versteht man, dass nach der Entscheidung der Verwaltungsbehörde der weitere Rechtsweg zu den ordentlichen Gerichten führt und die Entscheidung der Verwaltungsbehörde ex lege außer Kraft tritt, sodass das Zivilgericht die Sache umfassend neu zu entscheiden hat. Diese Entscheidung ergeht im streitigen Verfahren.⁵⁶³ Als Erstgericht ist das Landesgericht zuständig. In zweiter Instanz entscheidet das zuständige Oberlandesgericht als Berufungsgericht. Unter den einschlägigen Voraussetzungen der ZPO endet der Rechtsweg schließlich mit der Revision vor dem Obersten Gerichtshof. Da die Entscheidung der Regulierungskommission erst mit der rechtskräftigen Entscheidung des Gerichts außer Kraft tritt, sodass diese bis dahin Geltung hat und vollstreckbar ist,⁵⁶⁴ steht § 12 Abs. 4 E-ControlG in Verfassungsrang.

⁵⁵⁹ Die Aufgaben nach § 5 Abs. 4 E-ControlG unterfallen nicht den unionsrechtlich festgelegten Regulierungsaufgaben, sodass auch das Erfordernis der Weisungsfreiheit diesbezüglich nicht greift.

⁵⁶⁰ Bescheidkontrolle nach Art. 131 bzw. 144 B-VG.

⁵⁶¹ *Schneider*, in: Hauenschild/Oberndorfer/Oberndorfer/Schneider, EIWOG 2010, § 9 E-ControlG, 317.

⁵⁶² § 12 Abs. 1 Z 4 und 5 i.V.m. §§ 22 und 30 Abs. 3 Z 2 EIWOG 2010.

⁵⁶³ OGH, Rechtssatz vom 19.11.2003, Az. 7 Ob 254/03h.

⁵⁶⁴ Ausführlich dazu: *Leitl-Staudinger*, Regulierungsbehörden, in: Energieinstitut an der JKU Linz, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, 261; *Oberndorfer*, Netzregulierung, in: Energieinstitut an der JKU Linz, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, 101 ff.

III. Sind Änderungen der bestehenden Behördenorganisation im Dienste von Smart Grids notwendig?

Die Verwirklichung von Smart Grids bedeutet eine Änderung der Funktionalitäten der Elektrizitätswirtschaft, bedingt aber keine Änderung der Behördenstruktur. Das Konzept der Smart Grids kann somit unter Beibehaltung der bestehenden Behördenstruktur verwirklicht werden. Es ist auch nicht absehbar, dass eine andere Behördenstruktur die Verwirklichung von Smart Grids erleichtern oder beschleunigen könnte.

Kapitel 11: Telekommunikationsrechtliche Aspekte von Smart Grids

Klassische Elektrizitätsnetze liefern Elektrizität. Intelligente Stromnetze (Smart Grids) steuern die Elektrizitätseinspeisung, Speicherung und den Verbrauch über IKT-Systeme. Sie benötigen also Informationen, die über Leitungen oder andere Wege zwischen den verschiedenen Akteuren ausgetauscht (gesendet) werden. Der Informationsaustausch kann über eigene Systeme der Elektrizitätswirtschaft oder unter Nutzung fremder Kommunikationssysteme erfolgen. Im ersten Fall stellt sich die Frage, ob die Informationssignale übertragenden Elektrizitätsmarktteilnehmer mit dieser Aktivität dem Telekommunikationsrecht unterfallen und – gegebenenfalls – welchen diesbezüglichen Anforderungen sie entsprechen müssen (z.B. Konzessionspflicht oder Ähnliches). Im zweiten Fall stellt sich die Frage nach den rechtlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung solcher Fremdleistungen.

I. Rechtliche Voraussetzungen für Telekommunikationsnetze

Die europarechtlichen Vorgaben des Telekommunikationsrechts sind unter dem Begriff „Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste“ zusammengefasst und umfassen folgende Richtlinien:

- Richtlinie über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste (Rahmenrichtlinie)⁵⁶⁵,
- Richtlinie über die Genehmigung elektronischer Kommunikationsnetze und -dienste (Genehmigungsrichtlinie)⁵⁶⁶,
- Richtlinie über den Zugang zu elektronischen Kommunikationsnetzen und zugehörigen Einrichtungen sowie deren Zusammenschaltung (Zugangsrichtlinie)⁵⁶⁷,

⁵⁶⁵ Richtlinie 2002/21/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 07.03.2002 über einen gemeinsamen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste, ABI. L 2002/108, 33.

⁵⁶⁶ Richtlinie 2002/20/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 07.03.2002 über die Genehmigung elektronischer Kommunikationsnetze und -dienste, ABI. L 2002/108, 21.

⁵⁶⁷ Richtlinie 2002/19/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 07.03.2002 über den Zugang zu elektronischen Kommunikationsnetzen und zugehörigen Einrichtungen sowie deren Zusammenschaltung, ABI. L 2002/108, 7.

- Richtlinie über den Universaldienst und die Nutzerrechte (Universaldienstrichtlinie)⁵⁶⁸,
- Richtlinie über den Wettbewerb auf den Märkten für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste⁵⁶⁹,
- Richtlinie über die Frequenzbänder für die koordinierte Einführung eines europaweiten terrestrischen öffentlichen Funkrufsystems in der Gemeinschaft⁵⁷⁰,
- Richtlinie über die Frequenzbänder, die für die koordinierte Einführung eines europaweiten öffentlichen zellularen digitalen terrestrischen Mobilfunkdienstes in der Gemeinschaft bereitzustellen sind⁵⁷¹,
- Richtlinie über den Wettbewerb auf dem Markt für Telekommunikationsend-einrichtungen⁵⁷²,
- Richtlinie über die Vorratsspeicherung von Daten, die bei der Bereitstellung öffentlich zugänglicher elektronischer Kommunikationsdienste oder öffentlicher Kommunikationsnetze erzeugt oder verarbeitet werden⁵⁷³,
- Richtlinie über die Verarbeitung personenbezogener Daten (Datenschutzrichtlinie für elektronische Kommunikation)⁵⁷⁴.

In nationales Recht umgesetzt wurden diese Richtlinien im Telekommunikationsgesetz (TKG)⁵⁷⁵. Das TKG umfasst sowohl das Betreiben elektronischer Kommunikationsnetze als auch das Betreiben elektronischer Kommunikationsdienste. § 3 Z 11 TKG definiert Kommunikationsnetze als „*Übertragungssysteme und gegebenenfalls Vermittlungs- und*

⁵⁶⁸ Richtlinie 2002/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 07.03.2002 über den Universaldienst und Nutzerrechte bei elektronischen Kommunikationsnetzen und -diensten, ABl. L 2002/108, 51.

⁵⁶⁹ Richtlinie 2002/77/EG der Kommission vom 16.09.2002 über den Wettbewerb auf den Märkten für elektronische Kommunikationsnetze und -dienste, ABl. L 2002/249, 21.

⁵⁷⁰ Richtlinie 2005/82/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14.12.2005 zur Aufhebung der Richtlinie 90/544/EWG des Rates über die Frequenzbänder für die koordinierte Einführung eines europaweiten terrestrischen öffentlichen Funkrufsystems in der Gemeinschaft, ABl. L 2005/344, 38.

⁵⁷¹ Richtlinie 2009/114/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16.09.2009 zur Änderung der Richtlinie 87/372/EWG des Rates über die Frequenzbänder, die für die koordinierte Einführung eines europaweiten öffentlichen zellularen digitalen terrestrischen Mobilfunkdienstes in der Gemeinschaft bereitzustellen sind, ABl. L 2009/274, 25.

⁵⁷² Richtlinie 2008/63/EG der Kommission vom 20.06.2008 über den Wettbewerb auf dem Markt für Telekommunikationsend-einrichtungen, ABl. L 2008/162, 20.

⁵⁷³ Richtlinie 2006/24/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15.03.2006 über die Vorratsspeicherung von Daten, die bei der Bereitstellung öffentlich zugänglicher elektronischer Kommunikationsdienste oder öffentlicher Kommunikationsnetze erzeugt oder verarbeitet werden, und zur Änderung der Richtlinie 2002/58/EG, ABl. L 2006/105, 54.

⁵⁷⁴ Richtlinie 2002/58/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 12.07.2002 über die Verarbeitung personenbezogener Daten und den Schutz der Privatsphäre in der elektronischen Kommunikation, ABl. L 2002/201, 37.

⁵⁷⁵ Bundesgesetz, mit dem ein Telekommunikationsgesetz erlassen wird (Telekommunikationsgesetz 2003 – TKG 2003), BGBl. I 2003/70 i.d.F. BGBl. I 2011/102.

Leitweeinrichtungen sowie anderweitige Ressourcen – einschließlich der nicht aktiven Netzbestandteile –, die die elektronische Übertragung von Signalen über Kabel, Funk, optische oder andere elektromagnetische Einrichtungen ermöglichen, einschließlich Satellitennetze, feste (leitungs- und paketvermittelte, einschließlich Internet) und mobile terrestrische Netze, Stromleitungssysteme, soweit sie zur Signalübertragung genutzt werden, Netze für Hörfunk und Fernsehen sowie Kabelrundfunknetze (Rundfunknetze), unabhängig von der Art der übertragenen Informationen“. Unter einem Kommunikationsdienst wird i.S.d. § 3 Z 9 TKG „eine gewerbliche Dienstleistung, die ganz oder überwiegend in der Übertragung von Signalen über Kommunikationsnetze besteht, einschließlich Telekommunikations- und Übertragungsdienste in Rundfunknetzen, jedoch ausgenommen Dienste, die Inhalte über Kommunikationsnetze und -dienste anbieten oder eine redaktionelle Kontrolle über sie ausüben. Ausgenommen davon sind Dienste der Informationsgesellschaft im Sinne von § 1 Abs. 1 Z 2 des Notifikationsgesetzes, BGBl. I Nr. 183/1999, die nicht ganz oder überwiegend in der Übertragung von Signalen über Kommunikationsnetze bestehen“, verstanden. Der Anwendungsbereich des Telekommunikationsrechts umfasst somit nur die Infrastrukturebene, nicht jedoch die Inhalte.

Die Erbringung von Telekommunikationsdiensten erfolgt genauso wie die Elektrizitätsversorgung leitungsgebundenen, sodass sie auf installierte Netze angewiesen ist. Damit zählt sie ebenfalls zu den „Netzwirtschaften“.⁵⁷⁶ Früher war die elektronische Kommunikation nur in Form der klassischen Sprachtelefonie möglich. Die dafür notwendigen Leitungen wurden bis vor ein paar Jahrzehnten noch aufgrund von Ausschließlichkeitsrechten durch ein öffentliches Unternehmen betrieben.⁵⁷⁷ Der Telekommunikationsmarkt, der – aufgrund der Leitungsgebundenheit ebenso wie der Elektrizitätsmarkt – als „natürliches Monopol“ galt, zeichnete sich nämlich dadurch aus, dass er am effizientesten durch einen Anbieter betrieben werden konnte, da der Aufbau von Konkurrenznetzen und generell der Wettbewerb aus gesamtwirtschaftlichen Gründen als unzumutbar angesehen wurden.⁵⁷⁸ Allerdings musste diese Handhabung aufgrund der Entwicklung neuer (internationaler) Technologien überdacht werden. Diese neuen digitalen Technologien erforderten nämlich eine Ausweitung der Übertragungskapazitäten, um eine schnellere und qualitativ hochwertigere Kommunikation sowie neue Dienste und

⁵⁷⁶ *Schneider*, Telekommunikationsrecht, in: Hammer et al., Besonderes Verwaltungsrecht, 313.

⁵⁷⁷ Ausführlich dazu: *Damjanovic et al.*, Telekommunikationsrecht, 4; *Schneider*, Telekommunikationsrecht, in: Hammer et al., Besonderes Verwaltungsrecht, 313.

⁵⁷⁸ *Damjanovic et al.*, Telekommunikationsrecht, 4; *Staudacher*, Liberalisierung, in: Fremuth/Parak, Regulierung der Deregulierung, 23. Ausführlich zum sog. „natürlichen Monopol“: *Müller*, Regulierungsbehördenmodell, 27 ff.

Anwendungen zu ermöglichen. Jedoch war es einem einzigen Monopolunternehmen nicht möglich, mit der rasanten Entwicklung neuer Potenziale mitzuhalten und diese weiterhin alleine zu erbringen.⁵⁷⁹ Aus diesem Grund musste der Telekommunikationsmarkt auch für andere Unternehmen geöffnet werden, was einen freien Wettbewerb auslöste.⁵⁸⁰ Es war nunmehr auch Wettbewerbern möglich, die bereits bestehenden Telekommunikationsnetze mit zu nutzen. Genauso konnten sie sich jedoch auch – im Gegensatz zum Elektrizitätsbereich – ihre eigenen Leitungen errichten. Dieser Übergang in den Wettbewerb für die Erbringung der Leistungen wird durch den Staat durch rechtliche Rahmenbedingungen sichergestellt („Wechsel von der Erfüllungs- zur Gewährleistungsverantwortung“).⁵⁸¹ Wie im Elektrizitätsbereich auch – allerdings bereits seit 1997 – wurde dafür eine Regulierungsbehörde (Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH⁵⁸²) geschaffen, die den Wettbewerb auf diesem früher monopolistischen Bereich überwacht. Damit haben die Elektrizitäts- und Telekommunikationsnetze eine ähnliche Geschichte (vom Monopol zum regulierten Wettbewerb), wobei der Wettbewerb im Telekommunikationssektor wesentlich weiter voran geschritten ist, als im Elektrizitätsbereich.

II. Smart Grids als Kommunikationsnetze

Unter den Bedingungen des Smart Grids werden Elektrizitätserzeugungsanlagen, -netze, intelligente Geräte und Speicher mit IKT-Komponenten ausgestattet und die Endverbraucher mit intelligenten Zählern bestückt, sodass die einzelnen Akteure, die im Rahmen von Smart Grids zusammenwirken, miteinander kommunizieren können. Diese Kommunikation zwischen den verschiedenen Akteuren erfolgt elektronisch und kann jedenfalls eine der folgenden drei Medien nutzen:

- Die digitale Breitband-Internetverbindung (Digital Subscriber Line, DSL) ermöglicht eine Datenübertragung mit einer sehr hohen Geschwindigkeit über das Telefonnetz.
- Bei der Kommunikation über das Stromnetz (Powerline Communication, PLC) wird das Netz des Stromnetzbetreibers für die Auslesung etc. genutzt.
- Eine Zählerfernauslesung über das Mobilfunknetz bietet den Vorteil, unabhängig von einer bestehenden Festnetztelefon- oder Stromnetzinfrastruktur zu sein. Für die Auslesung enthält jeder Zähler eine eigene SIM-Karte, was jedoch zu monatlichen Kosten pro Zähler führt. Weiters kann die Tatsache nachteilig sein, dass die meisten Stromzähler

⁵⁷⁹ *Damjanovic et al.*, Telekommunikationsrecht, 5.

⁵⁸⁰ *Damjanovic et al.*, Telekommunikationsrecht, 5; *Leitl*, Regulierungsbehörden, 8.

⁵⁸¹ *Schneider*, Telekommunikationsrecht, in: Hammer et al., Besonderes Verwaltungsrecht, 314. Ausführlich dazu auch *Damjanovic et al.*, Handbuch, 3 ff.

⁵⁸² Kurz: RTR GmbH.

im Keller situiert sind und hier die Funkverbindung des Mobilfunkbetreibers i.d.R. nicht sehr gut ist.

Die Daten u.a. aus intelligenten Zählern werden also nicht nur über die Stromnetze transportiert, sondern auch über die Telefon- bzw. Mobilfunknetze. Durch diese automatisierte Kommunikation über unterschiedliche Kommunikationswege (Funk, Kabel, Stromleitung) könnten die früher noch getrennten Telekommunikations- und Elektrizitätsnetze zu einem Energieinformationsnetz⁵⁸³ zusammenwachsen. Der Betreiber der Smart Grids (etwa der Netzbetreiber oder eine andere verantwortliche Regelstelle⁵⁸⁴) kann mithin die mit „Smart Grid“ unabdingbar verbundenen elektronische Übermittlung von Informationen über eigene Informationskanäle (Funk, Kabel, Stromleitung) oder über fremde Kanäle (Funk, Kabel, theoretisch auch Stromleitung) vornehmen. Je nachdem ergeben sich unterschiedliche Rechtsfragen. Im Folgenden ist vorerst den Fragen nachzugehen, die sich in der Konstellation auftun, dass ein Netzbetreiber eigene Informationskanäle errichtet und betreibt.

1. Informationskanäle und Anwendungsbereich des TKG

Der Netzbetreiber kann also im Dienste der Verwirklichung eines Smart Grids Informationen zwischen den verschiedenen Akteuren, die am Smart Grid teilnehmen, über eigene, ihm gehörige und von ihm betriebene Informationskanäle (etwa seine Stromleitungen, gesonderte Informationskabel, gesonderte Funkanlagen, gesonderte Glasfaserkabel, etc.) leiten. Die erste Frage, die sich in diesem Zusammenhang auftut, ist jene, ob die Informationsübermittlung über solche Informationskanäle dem Anwendungsbereich des TKG unterfällt.

Das TKG regelt unter anderem „Kommunikationsnetze“. § 3 Z 11 TKG definiert das Telekommunikationsnetz als *„Übertragungssysteme und gegebenenfalls Vermittlungs- und Leitweeinrichtungen sowie anderweitige Ressourcen – einschließlich der nicht aktiven Netzbestandteile –, die die elektronische Übertragung von Signalen über Kabel, Funk, optische oder andere elektromagnetische Einrichtungen ermöglichen, einschließlich Satellitennetze, feste (leitungs- und paketvermittelte, einschließlich Internet) und mobile terrestrische Netze, Stromleitungssysteme, soweit sie zur Signalübertragung genutzt werden, Netze für Hörfunk und Fernsehen sowie Kabelrundfunknetze (Rundfunknetze), unabhängig von der Art der übertragenen Informationen“....“*. Im Kern dieser etwas

⁵⁸³ Benze, Energieinformationsnetze, E-Energy 02/2011, 64 f.

⁵⁸⁴ Vgl. zu diesbezüglichen Fragen bereits Eingangs Kapitel 5.

weitwendig geratene Legaldefinition stehen also alle Übertragungssysteme für die elektronische Übertragung von Signalen über Kabel, Funk, optische oder andere elektromagnetische Einrichtungen. Der Begriff des Übertragungssystems ist denkbar weit, Informationen (z.B. über den Stromverbrauch) sind im elektronischen Übertragungssystem nichts anderes als „Signale“. Damit ist evident, dass beispielsweise ein Kabelnetzsystem oder ein Funknetz, das ein Netzbetreiber im Interesse der Übertragung von Verbrauchsinformationen zum Zwecke der Steuerung eines Smart Grids überträgt, ein Kommunikationsnetz im Sinn von § 3 Z 11 TKG darstellt. Bestätigt wird dieses Ergebnis durch die im § 3 Z 11 leg. cit. explizit genannten „Stromleitungssysteme, soweit sie zur Signalübertragung genutzt werden“. Ein Kommunikationsnetz liegt also nicht bloß dann vor, wenn der Netzbetreiber neben seinem Elektrizitätsnetz ein gesondertes (z.B.) Kabelnetz zur Informationsübermittlung errichtet, sondern bereits dann, wenn er – was technisch möglich ist – über sein Elektrizitätsnetz Informationen (Signale) überträgt. Das bedeutet, dass elektronische Informationsübertragungssysteme, die ein Netzbetreiber selbst im Zuge der Verwirklichung eines Smart Grids errichtet und betreibt, ein Kommunikationsnetz i.S.d. TKG darstellt, womit der Anwendungsbereich des TKG (jedenfalls soweit er sich auf Kommunikationsnetze bezieht) prinzipiell eröffnet ist. Der Kommunikationsnetzbetrieb durch einen Elektrizitätsnetzbetreiber ist – was der Vollständigkeit halber noch zu erwähnen ist – auch nicht durch § 2 TKG vom Anwendungsbereich des TKG ausgenommen.

2. Zulässigkeitsvoraussetzungen für den Betrieb eines Kommunikationsnetzes

Dies führt weiters zu der Frage, welche Voraussetzungen der Netzbetreiber erfüllen muss, damit er sein eigenes Kommunikationsnetz im Dienste der Verwirklichung von Smart Grids betreiben darf. Gemäß § 16 Abs. 1 TKG sind die Errichtung und der Betrieb von Infrastruktureinrichtungen und Kommunikationsnetzen bewilligungsfrei. § 15 Abs. 1 TKG stellt die „beabsichtigte Bereitstellung eines öffentlichen Kommunikationsnetzes oder -dienstes“ unter Anzeigepflicht. § 3 Z 17 TKG definiert das öffentliche Kommunikationsnetz als ein Kommunikationsnetz, „das ganz oder überwiegend zur Bereitstellung öffentlich zugänglicher Kommunikationsdienste dient“. § 3 Z 9 leg. cit. definiert als Kommunikationsdienst eine „gewerbliche Dienstleistung, die ganz oder überwiegend in der Übertragung von Signalen über Kommunikationsnetze besteht“. Vorweg ist festzuhalten, dass der Netzbetreiber selbst keinen Kommunikationsdienst i.S.d. Legaldefinition erbringt; zwar mag man seine Informationsgebarung als gewerblich⁵⁸⁵ und als Dienstleistung ansehen, es kann aber nicht gesagt werden, dass die Dienstleistung des

⁵⁸⁵ Vgl. § 1 GewO 1994.

Elektrizitätsnetzbetreibers „ganz oder überwiegend“ in der Übertragung von Signalen über Kommunikationsnetze besteht. Denn die Funktion der Übermittlung von Informationen ist nur eine Hilfstätigkeit im Interesse der Smart Grids, die davon losgelöst nicht gedacht werden kann, und keineswegs die Hauptfunktion („ganz oder überwiegend“). Die Erbringung eines Kommunikationsdienstes durch den Elektrizitätsnetzbetreiber ist daher zu verneinen. Weiterhin dient das Kommunikationsnetz, das ein Netzbetreiber allenfalls im Dienste von Smart Grids errichtet und betreibt, auch nicht ganz oder überwiegend zur Bereitstellung solcher öffentlich zugänglicher Kommunikationsdienste. Damit gilt, dass der Elektrizitätsnetzbetreiber zwar nach Umständen ein Kommunikationsnetz betreibt, er stellt aber kein öffentliches Kommunikationsnetz und noch viel weniger einen öffentlichen Kommunikationsdienst zur Verfügung, weshalb die Anzeigepflicht nach § 15 TKG zu verneinen ist. Die Frage, ob der Elektrizitätsnetzbetreiber als Betreiber eines Kommunikationsnetzes hierbei die anerkannten Regeln der Technik einhalten muss (§ 16 Abs. 2 TKG) kann hier dahinstehen. Da der Elektrizitätsnetzbetreiber – wie soeben dargelegt – keinen öffentlichen Kommunikationsdienst erbringt, wäre diese Verpflichtung nur zu bejahen, wenn sein Kommunikationsnetz zur Zusammenschaltung mit öffentlichen Kommunikationsnetzen bestimmt ist (was von den Umständen und Absichten des Einzelfalles abhängt). Selbst wenn aber die Pflicht zur Einhaltung der anerkannten Regeln der Technik nach § 16 Abs. 2 TKG, also als telekommunikationsrechtliche Pflicht zu verneinen wäre, ist damit nicht gesagt, dass der Elektrizitätsnetzbetreiber die einschlägigen (telekommunikationstechnischen) Regeln der Technik nicht kraft elektrizitätsrechtlicher Verpflichtungen einzuhalten hätte. Wenn nämlich das Elektrizitätsrecht Netzbetreiber zum Betrieb eines sicheren Elektrizitätsnetzes verpflichtet, dann ist damit natürlich gemeint, dass das Netz samt allen seinen Hilfstechniken (wie etwa dem Netzbetrieb dienende Kommunikationsnetze) dem Stand der Technik zu entsprechen haben. Diese Diskussion ist also nur eine Diskussion, um den Sitz der Verpflichtung des Elektrizitätsnetzbetreibers, seine Kommunikationsnetze nach den anerkannten Regeln der Technik zu betreiben; am Grundtatbestand der Verpflichtung zur Einhaltung dieser Technikregeln kann hingegen nicht gezweifelt werden.

Besonderes würde gelten, wenn die Kommunikation im Smart Grid im Funkwege bewerkstelligt werden sollte. Zwar sind Funkanlagen genauso wie Kabel- oder Stromleitungen nach § 16 Abs. 1 TKG bewilligungsfrei, nach § 16 Abs. 1 S. 2 leg. cit. bleiben jedoch u.a. die Bestimmungen über die Nutzung von Frequenzen und Kommunikationsparametern davon unberührt. § 74 Abs. 1 Z 3 i.V.m. § 81 TKG unterwirft die Errichtung und den Betrieb einer Funkanlage prinzipiell der Genehmigungspflicht. Nach § 73

leg. cit. müssen Funkanlagen in ihrem Aufbau und in ihrer Funktionsweise den anerkannten Regeln der Technik entsprechen.

Zusammenfassend kann somit festgehalten werden, dass die Errichtung eigener Kommunikationsleitungen über Kabel- und Stromleitungen von den Netzbetreibern ohne Bewilligung durchgeführt werden kann. Hingegen unterliegt die Errichtung von Funkanlagen strengeren Voraussetzungen und bedarf darüber hinaus einer telekommunikationsrechtlichen Bewilligung.

III. Nutzung bestehender Kommunikationsleitungen für die Datenübertragung durch den Netzbetreiber

Der Elektrizitätsnetzbetreiber könnte, wie ausgeführt, an Stelle der Errichtung eines eigenen Kommunikationsnetzes (oder zusätzlich zu diesem) auch interessiert sein, fremde, bereits eingerichtete Kommunikationsnetze zu nutzen. Das TKG nimmt auch zu dieser Frage Stellung:

Der Zugang zu bestehenden Netzeinrichtungen und Netzfunktionen erfolgt grundsätzlich gem. § 41 Abs. 1 TKG. Danach kann die Regulierungsbehörde RTR GmbH Unternehmen mit beträchtlicher Marktmacht dazu verpflichten, Zugang zu bestimmten Netzkomponenten und zugehörigen Einrichtungen und deren Nutzung zu gewähren. Der Zugang stellt nach § 3 Z 23 TKG „*die ausschließliche oder nicht ausschließliche Bereitstellung von Einrichtungen oder Diensten für ein anderes Unternehmen unter bestimmten Bedingungen zur Erbringung von Kommunikationsdiensten, auch bei deren Verwendung zur Erbringung von Diensten der Informationsgesellschaft oder Rundfunkinhaltsdiensten*“ dar. Der Zugang erfordert nach dieser Legaldefinition somit die Erbringung eines Kommunikationsdienstes. Die Erbringung eines „Kommunikationsdienstes“ wurde bereits oben verneint. Es ist nicht Sinn und Zweck des Netzbetreibers, als Anbieter von Kommunikationsdiensten (z.B. Anbieten von Telefonanschlüssen) und somit als Wettbewerber zum ehemaligen Monopolisten aufzutreten, sondern es geht ihm lediglich darum, die bestehenden Telekommunikationsnetze für die Auslesung der Daten der Stromnetze zu Stabilisierungszwecken zu nutzen. Dies schließt die Erbringung eines Kommunikationsdienstes nach § 3 Z 9 TKG aus.⁵⁸⁶ Damit besteht kein gesetzlicher Anspruch

⁵⁸⁶ So auch *Harnisch*, Intelligente Netze, 87 f. und 94.

auf Netzzugang, jedoch sind zivilrechtliche Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Telekommunikationsunternehmen natürlich möglich.⁵⁸⁷

Das Telekommunikationsunternehmen, das einem Netzbetreiber, der das Kommunikationsnetz des Telekommunikationsunternehmens für seine Zwecke auf Grundlage privatrechtlicher Vereinbarung nutzen will, im Rahmen eines Dienstleistungsverhältnisses bereitstellt, ist natürlich per se nicht befugt, auf die über sein Netz übertragenen Dateninhalte (z.B. Stromverbräuche) zuzugreifen und diese „auszulesen“. Anderes wäre nur dann der Fall, wenn sich der Elektrizitätsnetzbetreiber der Hilfe des Telekommunikationsunternehmens über die Bereitstellung der technischen Infrastruktur hinaus auch als „Dienstleister“ (§ 4 Z 5 DSG 2000) bei der Bearbeitung von Daten bedient. Insofern wäre der Dienstleister durch die Datenbearbeitungsbefugnis des Auftraggebers gedeckt. Das bedeutet, dass das Telekommunikationsunternehmen als (beauftragter) Dienstleister Dateninhalte soweit auslesen dürfte, soweit sie auch der Elektrizitätsnetzbetreiber als Auftraggeber aus datenschutzrechtlicher Perspektive auslesen und sonst verwenden dürfte. Eine solche Heranziehung von Telekommunikationsunternehmen als Dienstleister mag insofern naheliegen, als Telekommunikationsunternehmen bereits seit Jahren die notwendige Erfahrung im Umgang und mit der Verarbeitung großer Datenmengen haben, sie u.a. über große Rechenzentren sowie über das notwendige IT-Know-How verfügen. Diese Kompetenzen könnten beispielsweise dafür genutzt werden, komplexe Stromtarife abzurechnen.

IV. Datenschutz im Kommunikationsnetz

Da in intelligenten Netzen u.a. personenbezogene Daten (vorwiegend aus intelligenten Zählern) übermittelt werden, stellt sich die Frage nach den diesbezüglichen datenschutzrechtlichen Aspekten. In Ergänzung zum Datenschutzgesetz (DSG 2000) umfassen die §§ 92 ff. TKG Bestimmungen zum Datenschutz in Telekommunikationsbereich.⁵⁸⁸ Allerdings gelten diese Bestimmungen nur für die Verarbeitung und Übermittlung von personenbezogenen Daten in Verbindung mit der Bereitstellung öffentlicher Kommunikationsdienste in öffentlichen Kommunikationsnetzen einschließlich öffentlicher Kommunikationsnetze, die Datenerfassungs- und Identifizierungsgeräte unterstützen. Da der Netzbetreiber, wie schon oben dargelegt, keinen

⁵⁸⁷ Harnisch, Intelligente Netze, 94.

⁵⁸⁸ Vgl. Lust, Telekommunikationsrecht, 139.

öffentlichen Kommunikationsdienst bereitstellt und auch kein öffentliches Kommunikationsnetz betreibt, unterfallen die Kunden nicht dem Schutzbereich dieser Norm. Aus diesem Grund gelten die für den Telekommunikationsbereich erlassenen spezielleren datenschutzrechtlichen Bestimmungen im Smart Grid nicht. Allerdings sind für die Erfassung und Verarbeitung von personenbezogenen Daten die Bestimmungen des DSGVO 2018 anwendbar.⁵⁸⁹ Liest hingegen das Telekommunikationsunternehmen die Daten im Auftrag des Netzbetreibers aus, unterfällt dieses den spezielleren Vorgaben des TKG.

V. Zusammenfassung

Die Verwirklichung von Smart Grids bedingt elektronische Kommunikationsinfrastruktur, die in aller Regel den Vorgaben des Telekommunikationsrechtes (TKG) unterfällt. Nach § 16 Abs. 1 TKG ist der Netzbetreiber berechtigt, bewilligungsfrei ein Kommunikationsnetz für Kabel- und Stromleitung zu errichten und zu betreiben. Einer Anzeige nach § 15 Abs. 1 TKG bedarf es auch nicht, da der Netzbetreiber kein öffentliches Kommunikationsnetz betreibt und keinen Kommunikationsdienst erbringt. Besonderes (strengeres) gilt, wenn sich das verwendete Kommunikationsnetz auf Funktechnik stützen sollte. Ohne Errichtung von eigenen Netzen kann der Netzbetreiber auch die bereits bestehenden Kommunikationsnetze gegen ein angemessenes Entgelt für das Auslesen der Daten nach § 8 TKG mitbenutzen. Schließlich kann der Netzbetreiber auch das Telekommunikationsunternehmen als Dienstleister beauftragen, die Smart Meter - Daten für ihn über die Kommunikationsnetze auszulesen. Hinsichtlich der datenschutzrechtlichen Erfordernisse unterfällt der Netzbetreiber nicht den Vorgaben des TKG, sondern denen des DSGVO 2018, da er kein öffentliches Kommunikationsnetz betreibt und keinen Kommunikationsdienst beim Auslesen der Daten erbringt. Liest hingegen das Telekommunikationsunternehmen die Daten im Auftrag des Netzbetreibers aus, muss dieses sehr wohl die Bestimmungen des TKG einhalten.

⁵⁸⁹ Siehe ausführlich dazu Kapitel 6.

Kapitel 12: Zusammenfassung der rechtlichen Änderungsvorschläge

Änderungsvorschläge zu Kapitel 4: Netzausbau zur Einbindung dezentraler und fluktuierender Erzeugungsanlagen in das Energiesystem

- Vorgeschlagen wird eine Neufassung der Grundsatzbestimmung des § 45 EIWOG 2010 bzw. eine Präzisierung der diesbezüglichen Landesausführungsgesetze durch Verankerung einer bedarfsgerechten Ausbaupflicht für Verteilernetzbetreiber, soweit ihnen dies wirtschaftlich zumutbar ist. Zugleich sollte klargestellt werden, dass der gebotene Ausbauzustand auf eine Leitungskapazität von 95 % der gleichzeitigen höchsten Einspeisekapazität aller Erzeugungsanlagen beschränkt werden darf. Der Verzicht auf die „letzten 5 %“ würde erhebliche wirtschaftliche Einsparungen mit sich bringen.
- Aufgrund der unionsrechtlichen Vorgaben in Art. 16 Abs. 1 EE-RL 2009 bedürfte es der Schaffung einer gesetzlichen Regelung im EIWOG 2010 oder einem speziellen neuen Gesetz zur Verkürzung der Genehmigungsverfahren für Netzinfrastrukturen.

Änderungsvorschläge zu Kapitel 5: Optionen zur Reduktion der Netzausbaulast

- Empfohlen wird die Verankerung eines sog. Einspeisemanagements im ÖSG 2012, wonach der Netzbetreiber ausnahmsweise berechtigt ist, an sein Netz angeschlossene Ökostromerzeugungsanlagen zu drosseln bzw. vom Netz zu nehmen, sofern ansonsten ein Netzengpass entsteht und er bereits die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien abgenommen hat. Dabei könnte auch eine entsprechende Schadensersatzleistung hinsichtlich der dem Ökostromerzeugungsanlagenbetreiber entgangenen Einspeisetarife angedacht werden.
- Angedacht werden könnte eine Klarstellung im EIWOG 2010, dass Stromspeicher keine Endverbraucher sind, was zur Folge hätte, dass diese von den Netzentgelten befreit wären.
- Um einen Anreiz für das Vehicle-to-Grid-Konzept zu schaffen, bedürfte es einer Regelung im EIWOG 2010, wonach Verteilernetzbetreiber den Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung ein reduziertes Netzentgelt berechnen können, sofern

- ihnen die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen (worunter auch Elektromobile fallen) zum Zwecke der Netzentlastung gestattet wird.
- Es bedarf der Ergänzung des § 24 Abs. 3 um ein lit. j StVO, worin ein Parkverbot an Stromtankstellen ausgesprochen wird, mit Ausnahme von Elektrofahrzeugen während des Ladevorgangs.
 - Es empfiehlt sich die Aufnahme und Definition der Begriffe „Elektrofahrzeug“, „Ladestation“ und „Stromtankstelle“ in § 2 Abs. 1 StVO.
 - Zur Ermöglichung der Nutzung des Erdgasnetzes zu Speicherzwecken von Strom könnten die ÖVGW-Richtlinien an die Zusammensetzung des synthetischen Methans angepasst werden.
 - Gesetzliche Gleichstellung des synthetischen Methans mit Biogas in § 7 Abs. 4 GWG 2011, um eine Einspeisung in das österreichische Erdgasnetz zu ermöglichen.
 - Vorgeschlagen wird die Einführung von lastvariablen Netznutzungsentgelten in der SNE-VO, damit die Verbraucher einen Anreiz haben, ihren Stromverbrauch nach dem Angebot von Strom aus erneuerbaren Energiequellen auszurichten.
 - Angeregt wird, in § 56 EIWOG 2010 die Grenze der Anschlussleistung der Einspeiser zu streichen, sodass sämtliche Einspeiser dieses Entgelt mit immanentem Bezug zu Netzschwankungen zu entrichten haben.
 - Es sollte eine Anpassung im Konsumentenschutzgesetz vorgenommen werden, um dem Transparenzgebot bei variablen Strompreisen gerecht zu werden.
 - Es wird vorgeschlagen, gesetzliche Regelungen (z.B. im Konsumentenschutzgesetz) zu schaffen, die vertragliche Vereinbarungen hinsichtlich des Demand Side Managements regeln.

Änderungsvorschläge zu Kapitel 6: Smart Metering und Smart Grid

- Vorgeschlagen wird eine Novellierung des § 84 EIWOG 2010 in Bezug auf mehrere Punkte. So sollte zum einen das Intervall der Erfassung der verbraucherspezifischen Zählerstände (Viertelstundenwerte, Stundenwerte oder Tageswerte) im Gesetz verankert werden, zum anderen bedarf es einer Definition bzw. einer konkreten Beschreibung des Zweckes „Energieeffizienz“, für den eine Ermittlung und Verarbeitung der verbraucherspezifischen Zählerstände möglich ist. Darüber hinaus sollte § 84 EIWOG 2010 als Rechtfertigungsgrund i.S.d. § 8 Abs. 1 Z 1 DSG 2000 konkretisiert werden. Eine „ausdrückliche gesetzliche Ermächtigung“ i.S.d. DSG 2000 muss u.a. jede

der Komponenten der Datenverarbeitung erfassen, Aussagen über die zu verarbeitenden Datenarten, über Betroffenenkreise und über die Empfänger der Daten enthalten (siehe z.B. das Rundschreiben des BKA-VD, GZ 810.099/1-V/1a/85).

Änderungsvorschläge zu Kapitel 7: Smart Grids und Entflechtung

- Um einen Konflikt der informatorischen Entflechtung mit dem Informationsfluss in einem Smart Grid auszuschließen, könnte im EIWOG 2010 ein externer „Smart-Grid-Marktplatz“ geschaffen werden.

Änderungsvorschläge zu Kapitel 8: Regel- und Ausgleichsenergie in einem aktiven Verteilnetz

- Um auch verstärkt dezentrale Erzeugungseinheiten die Teilnahme an der Regelenergie zu ermöglichen, wäre eine Verkürzung der Dauer der Ausschreibungsverfahren im EIWOG 2010 sowie eine Herabsetzung der Mindestleistung im Bereich der Minutenreserve auf 5 MW anzuraten.

Literaturverzeichnis

Altrock Martin / Hermann Nicolai, Ausbau der Windenergie und Laufzeitverlängerung – Energiewirtschaftliche und rechtliche Herausforderungen für das zukünftige Marktdesign, ZNER 2010, 350 - 357

Altrock Martin / Vollprecht Jens, Zur Entwicklung des Einspeisemanagements zwischen dem Vorrang Erneuerbarer Energien und dem Ausbau fluktuierender Stromerzeugungskapazitäten, ZNER 2011, 231 - 243

Angenendt Nicole / Boesche Katharina / Franz Oliver Helge, Der energierechtliche Rahmen einer Implementierung von Smart Grids, RdE 2011, 117 - 126

Appelrath Hans-Jürgen / Mayer Christoph / Breuer Andreas / Drzisga Torsten / König Andreas / Luhmann Till / Maerten Mathias / Terzidis Orestis, Deutschlands Energiewende kann nur mit Smart Grids gelingen, Vorläufige Empfehlungen aus dem acatech Projekt Future Energy Grid, 2011, abrufbar unter: <http://www.acatech.de/feg>

Augenstein Friedrich / Einhellig Ludwig / Kohl Ingmar, Die Realisierung des „Smart Grids“ – in aller Munde, aber nicht in der Umsetzung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 7/2011, 28 - 31

Austrian Power Grid AG, APG-Masterplan 2020, Februar 2011, abrufbar unter: <http://www.apg.at/~media/7DA3C0BAF4704262A5F33D5E5BCFE1BA.pdf>

B.A.U.M. Consult GmbH, Smart Energy made in Germany, abrufbar unter: www.e-energy.de

Bartsch Michael / Röhling Andreas / Salje Peter / Scholz Ulrich (Hrsg.), Stromwirtschaft, 2. Auflage, Carl Heymanns Verlag, Köln 2008

BDEW, Diskussionspapier, Smart Grids – auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Markt- und Regulierungsdesign, Berlin, 24.03.2011, abrufbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/18D2FD039FC0004CC1257880003D4F22/\\$file/2011-03-22%20Langfassung%20Smart%20Grids%20clean.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/18D2FD039FC0004CC1257880003D4F22/$file/2011-03-22%20Langfassung%20Smart%20Grids%20clean.pdf)

BDEW, Positionspapier – Vorschläge zur EEG-Novelle 2012, Berlin, 12.04.2011, abrufbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/F3FD58DFC7AA9F13C12578710032B6CA/\\$file/Vorschlaege%20zur%20EEG-Novelle%202012%20-%20final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/F3FD58DFC7AA9F13C12578710032B6CA/$file/Vorschlaege%20zur%20EEG-Novelle%202012%20-%20final.pdf)

BDEW, Zur Frage der Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher im EEG und EnWG, Berlin, 21.09.2011, abrufbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9F828CB2CEAD29A6C1257919003204B9/\\$file/Positionspapier_EEG-Umlagepflicht_fuer_Stromspeicher.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9F828CB2CEAD29A6C1257919003204B9/$file/Positionspapier_EEG-Umlagepflicht_fuer_Stromspeicher.pdf)

BDEW, Zur Netzentgeltspflicht von Stromspeichertechnologien am Beispiel von Pumpspeicherkraftwerken, Berlin, 16.07.2010, 4 ff, abrufbar unter: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100716_Positionierung_zur_Netzentgeltspflicht_von_Stromspeichertechnologien_am_Beispiel_von_Pump?open&ccm=300130020070

BDEW / ZVEI, Smart Grids in Deutschland, März 2012, abrufbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/res/86B8189509AE3126C12579CE0035F374/\\$file/120327%20BDEW%20ZVEI%20Smart-Grid-Broschuere%20final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/86B8189509AE3126C12579CE0035F374/$file/120327%20BDEW%20ZVEI%20Smart-Grid-Broschuere%20final.pdf)

Benz Steffen, Energieeffizienz durch intelligente Stromzähler – Rechtliche Rahmenbedingungen, ZUR 2008, 457 - 463

Benze Jörg, Energieinformationsnetze: Basis für intelligente Energieversorgung, E-Energy 02/2011, 64 - 66

Berger Wolfgang, Ausgleich der Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen, VEÖ Journal 11 -12/2008, 36 - 39

Bernegger Andreas / Mesecke Sebastian, Voraussetzungen zur Genehmigung und zum Betrieb von „Elektro-Tankstellen“ (Teil 1), RdU 2012, 141 - 148

BMVIT, Intelligente Energiesysteme der Zukunft – Smart Grids Pioniere in Österreich sowie die Ausführungen zu den einzelnen Pionierregionen, abrufbar unter: <http://www.energiederzukunft.at/highlights/smartgrids/pionierregionen.htm>

Brenn Christoph, Auf dem Weg zur horizontalen Direktwirkung von EU-Richtlinien, ÖJZ 3/2005, 40 - 53

Britz Gabriele / Hellermann Johannes / Hermes Georg (Hrsg.), EnWG – Energiewirtschaftsgesetz Kommentar, Verlag C.H. Beck, München 2008

Bründlinger Roland / Brunner Helfried, Verbesserung der Versorgungsqualität in Netzen mit dezentraler Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energieträgern, Endbericht, Bericht aus Energie und Umweltforschung 48/2006, Wien 2006

Büdenbender Ulrich, Energierecht, in: Schulte Martin / Schröder Rainer (Hrsg.), Handbuch des Technikrechts, 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin / Heidelberg 2011, 601 - 666

Büdenbender Ulrich, EnWG Kommentar zum Energiewirtschaftsgesetz, RWS Verlag, Köln 2003

Büdenbender Ulrich, Grundlagen und Grenzen eines Anspruchs von Niederspannungskunden auf einen Wechsel zu einem Anschluss in Mittelspannung, RdE 2005, 285 - 295

Büdenbender Ulrich, Zur Einführung: Das Recht der öffentlichen Energieversorgung, JuS 1978, 150 - 156

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Erfahrungsbericht 2007 zum EEG, abrufbar unter: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht_eeg_2007.pdf

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Anwendungshinweis zu § 6 Abs. 2 EEG 2012, abrufbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_anwendungshinweis_bf.pdf

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Entwurf Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz, abrufbar unter: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht_2011_entwurf.pdf

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Elektromobilität in Deutschland, Praxisleitfaden 2011, abrufbar unter: http://www.offenbach.de/stepone/data/pdf/e7/1d/00/now_handbuch_praxisleitfaden_final.pdf

Bundesnetzagentur, Bericht gemäß § 63 Abs. 4 a EnWG zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber, Bonn, 14.03.2011, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/BerichtAuswertungNetzzustand/BerichtAuswertungNetzzustand_node.html

Bundesnetzagentur, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschaltfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Bonn, März 2011, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/ErneuerbareEnergienGesetz/LeitfadenEEGEinspeisemanagement/LeitfadenEEG_Version10_pdf.pdf;jsessionid=61DC967440CAB5552241A051027DDDD9?__blob=publicationFile

Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV, Bonn, Oktober 2010 abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK4/Individuelle_Netzentgelte%20Strom/Leitfaden_indiv_Netzentgelte_2011/Leitfaden_ab2011.pdf?__blob=publicationFile

Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, Dezember 2011, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile

Bundesnetzagentur, Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 – Eingangsdaten der Konsultation, Bonn, Juli 2011, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Energienetzausbau/SzenariorahmenNEP_2012pdf.pdf?__blob=publicationFile

Bundesregierung, Regierungsprogramm Elektromobilität der Bundesregierung, Berlin, Mai 2011, abrufbar unter: http://www.bmbf.de/pubRD/programm_elektromobilitaet.pdf

Buschmann Moritz / Motyka Simone, Energieeffizienz als Schlüssel zur Klima- und Ressourcen-schonung? – am Beispiel des Smart Metering, wbl 2011, 11 - 17

Causemann Thorsten / Löffler Simon, Smart Metering – Wirtschaftlicher Nutzen vs. Investitionskosten, in: Köhler-Schute Christiana (Hrsg.), Smart Metering – Technologische, wirtschaftliche und juristische Aspekte des Smart Metering, KS-Energy-Verlag, Berlin 2009

Clausen Wulf, Beschleunigung des Netzausbaus, e/m/w 6/2011, 24 - 26

Damjanovic Dragana / Holoubek Michael / Kassai Klaus / Lehofer Hans Peter / Urbantschitsch Wolfgang, Handbuch des Telekommunikationsrechts, Springer, Wien 2006

Damjanovic Dragana / Holoubek Michael / Lehofer Hans Peter, Grundzüge des Telekommunikationsrechts, 2. Auflage, Springer, Wien 2006

Danner Wolfgang / Theobald Christian (Hrsg.), Energierecht Kommentar, Band 1, 73. Ergänzungslieferung, Verlag C.H.Beck, München 2012

Danner Wolfgang / Theobald Christian, Energierecht Kommentar, Band 2, 73. Ergänzungslieferung, Verlag C.H.Beck, München 2012

Derler Karl, Smart Grids – Eine Vision und Strategie für Europas Stromnetze der Zukunft, in: Bobik Michael (Hrsg.), Infrastruktur – Motor nachhaltiger Wirtschaft, Linde Verlag, Wien 2009, 93 - 105

Deutsche Energie-Agentur, dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025, Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe, abrufbar unter: www.dena.de

Dohr Walter / Pollirer Hans-Jürgen / Weiss Ernst / Knyrim Rainer (Hrsg.), Datenschutzgesetz 2000 samt Europarecht, Nebengesetzen, Verordnungen und Landesdatenschutz, 2. Auflage mit 11. Ergänzungslieferung, Manz, Wien 2002

Doleski Oliver D., Die Hürden beim Smart Metering überwinden, Energie & Management 13-14/2011, 26

Draxler Peter / Regehr Clemens, Handbuch zum Elektrizitätsrecht, 2. Auflage, Verlag Österreich, Wien 2009

Drobesch Heinz / Grosinger Walter, Das neue österreichische Datenschutzgesetz, Juridica Verlag, Wien 2000

e-connected, Abschlussbericht, Wien, November 2009, abrufbar unter http://www.e-connected.at/userfiles/Abschlussbericht_e-connected.pdf

E-Control, Netztarife für Pumpspeicherkraftwerke entlasten Endverbraucher, Presseinformation vom 26.05.2009, abrufbar unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/PA_26_05%20Pumpspeicher_FINAL_0.pdf

Eisenberger Georg / Steineder Martina, Bewilligungsvoraussetzungen für Alternative Energieerzeugungsanlagen in Österreich, Linde, Wien 2011

Erhard Wolf-Dietrich, Europäische Netze erfordern Akzeptanz und einen stabilen regulativen Rahmen, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 7/2011, 78

EU Commission Task Force for Smart Grids, Expert Group 1: Functionalities of smart grids and smart meters, abrufbar unter: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group1.pdf

European Smart Metering Alliance (ESMA), Definition von Smart Metering, Anwendung und Identifikation der Vorteile, http://www.esma-home.eu/UserFiles/file/downloads/Final_reports/D3%20Summary_de.pdf

Feiel Wolfgang / Urbantschitsch Wolfgang, Die neuen Strom-Regulatoren, *ecolex* 2000, 826 - 829

Feller Diane / de Wyl Christian / Missling Stefan, Ladestationen für Elektromobilität – Regulierter Netzbereich oder Wettbewerb?, *ZNER* 2010, 240 - 246

Fickers Marcus, Virtuelle Kraftwerke als Anbieter von Regelenenergieprodukten, *ZNER* 2009, 17 - 19

Fischer Jochen / Henning Jan, Stromabnahme, Netzlastmanagement und Netzausbau nach § 4 EEG, *ZUR* 2006, 225 - 232

Fischer Klaus, Batterie im starken Netz, *Energie & Management* 13-14/2011, 29

Focht Peter, Österreichisches Plädoyer für Europa, *Energie & Management*, 12/2012, 4

Gaul, Thomas, Freie Bahn für Hochspannung, *Energy 2.0* 5/2010, 28 - 30

Germer Christoph / Loibl Helmut (Hrsg.), *Energierrecht*, 2. Auflage, Erich Schmidt Verlag, Berlin 2007

Grabenwarter / Bauer, Fragen gesetzlicher Leitungs- und Mitbenutzungsrechte im TKG 2003, *ÖZW* 2005, 98 - 107

Grabenwarter Christoph / Holoubek Michael, *Verfassungsrecht – Allgemeines Verwaltungsrecht*, Facultas, Wien 2009

Grabenwarter Christoph, *Europäische Menschenrechtskonvention*, Verlag C.H. Beck, München 2009

Gruber Doris, *Die Regulierungsbehörden im Energierrecht, Ausgewählte Rechtsfragen*, Dissertation, Linz 2003

Güneysu Sindy, Smart Grids und die Anforderungen des Einspeisemanagements, *RdE* 2012, 47 - 53

Güneysu Sindy / Wieser Matthias, Smarte Preise für smarte Netze – Evolution oder Revolution?, *ZNER* 2011, 417 - 422

Güneysu Sindy / Vetter Miriam / Wieser Matthias, Intelligenter Rechtsrahmen für intelligente Netze (Smart Grids), *DVBl.* 2011, 870 - 875

Gutmann Franz, *Energietechnik vom Kraftwerk bis zum Verbraucher*, Expert Verlag, Renningen-Malmsheim 1994

Harnisch Michael, *Intelligente Netze im Energiebereich – Ein rechtlicher Ausblick auf die europäischen Smart Grids der Zukunft*, Grin Verlag, Graz 2011

Hauenschild Herwig, E-Tankstellen – welches Regime ist anwendbar?, *FÖE* 2011 H 10, 33 - 34

Hauenschild Herwig / Oberndorfer Klaus / Oberndorfer Paul / Schneider Christian F. (Hrsg.), EIWOG 2010 Kommentar – Das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 und das E-Control-Gesetz, Österreichs E-Wirtschaft, Wien 2011

Hauer Andreas, Die neuen Entflechtungsregeln, in: Hauer Andreas (Hrsg.), Aktuelle Fragen des Energierechts 2004/2005, Universitätsverlag Trauner, Linz 2005, 25 - 50

Hauer Andreas, Elektrizitätserzeuger und Stromhändler, in: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (Hrsg.), Beiträge zum Elektrizitätsrecht, ProLibris, Linz 2009, 157 - 167

Hauer Andreas, EIWOG 2010 – ausgewählte Neuerungen im Überblick, ecolex 2011, 981 - 984

Hauer Andreas / Oberndorfer Klaus, EIWOG Elektrizitäts- und -organisationsgesetz, Kommentar, ProLibris, Linz 2007

Helmreich Markus, Entflechtung von Netzbetreibern nach dem 3. Paket, wbl 2011, 345 - 357

Hengstschläger Johannes / Leeb David, Grundrechte, Manz, Wien 2012

Höfer-Zygan Renate / Oswald Erik / Heidrich Mike, Smart Grid Communications 2020, Fokus Deutschland, Fraunhofer - Einrichtung für Systeme der Kommunikationstechnik ESK (Hrsg.), München 2011, abrufbar unter: http://www.esk.fraunhofer.de/content/dam/esk/de/documents/SmartGrid_Studie_final-web.pdf

Hoffer Raoul / Marth Christian, Energiewirtschaft – Umsetzung des Unbundling nach den BeschleunigungsRL, ecolex 2004, 89 - 91

Holoubek Michael, Die Neuorganisation der Energieregulierung, in: Storr Stefan (Hrsg.), Neue Impulse für die Energiewirtschaft, Jan Sramek Verlag, Wien 2012, 99 - 129

Holtmaier Gerhard, Stadtwerke: Neue Marktfaktoren – neue Chancen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 7/2011, 20

Horstmann Karl-Peter, Netzzugang in der Energiewirtschaft, Carl Heymanns Verlag, Köln 2001

Jahnel Dietmar, Datenschutzrecht, Jan Sramek Verlag, Wien 2010

Jarass Lorenz / Obermair Gustav M., Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Erneuerbare Energien, ZfE 29/2005, 3 - 10

Keil Eric / Schmelzer Knut, Systemintegration von Elektromobilität, Herausforderung an das Energiewirtschaftsrecht, eine Standortbestimmung – Teil 1, ZNER 2010, 461 - 467

Keil Eric / Schmelzer Knut, Systemintegration von Elektromobilität, Herausforderung an das Energiewirtschaftsrecht, eine Standortbestimmung – Teil 2, ZNER 2010, 563 - 567

Kment Martin, Rechts vor links? Überlegungen zur Vereinfachung der rechtlichen Vorfahrtsregeln im deutschen Stromnetz, ZNER 2011, 225 - 230

Kment Martin, Verbote der Energiewende in der Bundesrepublik Deutschland: Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz, RdE 2011, 341 - 347

Knyrim Rainer, Datenschutzrecht, Manz, Wien 2003

Koenig Christian / Kühling Jürgen / Rasbach Winfried, Energierecht, Verlag Recht und Wirtschaft, Frankfurt 2005

Konstantin Panos, Praxisbuch Energiewirtschaft, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin/Heidelberg 2009

Kreusel Jochen, Smart Grid – was es wirklich bedeutet, Energy 2.0 5/2011, 53

Kudlicza Peter, Intelligente Balance zwischen Stromproduktion und -verbrauch, VEÖ Journal 03/2010, 38 - 40

Kühling Jürgen / Pisal Ruben, Investitionspflichten beim Ausbau der Energieinfrastrukturen zwischen staatlicher Regulierung und nachfrageorientierter Netzbewirtschaftung, ZNER 2011, 13 - 23

Kuhnhenne Eckhard / Ecke Julius, Power-to-Gas: Stromspeicher, Gasproduktion, Biomethan oder flexible Last?, energie/wasser-praxis 7/8 2011, 8 - 11

Lecheler Helmut, Neue Rechtsvorschriften zur – teilweisen – Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen, RdE 2010, 41 - 47

Lehnert Wieland / Vollprecht Jens, Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, 307 - 317

Leitl Barbara, Regulierungsbehörden im österreichischen Recht, Manz, Wien 2006

Leitl-Staudinger Barbara, Die Regulierungsbehörden im Elektrizitätsrecht, in: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (Hrsg.), Beiträge zum Elektrizitätsrecht, ProLibris, Linz 2009, 239 - 272

Lugmaier Andreas / Brunner Helfried, Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz, Intelligente Stromnetze der Zukunft – DG Demo Netz, Projektbericht im Rahmen der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft, Schriftenreihe 13/2008, Wien 2008

Lugmaier Andreas / Brunner Helfried / Prügler Wolfgang / Glück Nathalie / Kupzog Friederich / Fechner Hubert / Tuaschek Ursula / Rieder Thomas / Derler Karl / Mühlberger Thomas, Roadmap Smart Grids Austria – Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze, abrufbar unter: <http://www.smartgrids.at/termine-downloads/#downloads>

Lust Philipp, Telekommunikationsrecht im Überblick – Auf Grundlage des TKG 2003, Facultas, Wien 2004

Mair Erwin, Energiewirtschaftliche und technische Grundlagen zur Funktionsweise des europäischen Elektrizitätssystems, in: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (Hrsg.), Beiträge zum Elektrizitätsrecht, ProLibris, Linz 2009, 1 - 20

Michaelis Lars Oliver / Kemper Sebastian, Die Umsetzung des sog. ITO-Modells des 3. EU-Energie-Binnenmarktpaketes in Deutschland und Frankreich, RdE 2012, 10 - 19

Michaels Sascha / de Wyl Christian / Ringwald Roman, Rechtsprobleme im Zusammenhang mit der Nutzung des öffentlichen Straßenraums für Elektromobilitätsanlagen, DöV 2011, 831 - 840

Mihm Andreas, Folgen der Energiewende: 60.000 Euro fürs Stromabschalten, Frankfurter Allgemeine Zeitung, 24.01.2012, abrufbar unter: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/folgen-der-energiewende-60-000-euro-fuers-stromabschalten-11620477.html>

Moench Christoph / Ruttloff Marc, Netzausbau in Beschleunigung, NVwZ 2011, 1040 - 1046
Müller Armin, Interesse geweckt, Energie & Management 13-14/2011, 25

Müller Bernhard, Das österreichische Regulierungsbehördenmodell, Springer-Verlag, Wien 2011

Müller Klaus J., Gewinnung von Verhaltensprofilen am intelligenten Stromzähler, DuD 6/2010, 359 - 364

Müller Leonhard, Handbuch der Elektrizitätswirtschaft, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin 2001

Müller-Syring Gert / Henel Marco / Rasmusson Hans / Mlaker Herwig / Köppel Wolfgang / Höcher Thomas / Sterner Michael, Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung, energie/wasser-praxis 4/2011, 72 - 77

Nabe Christian / Beyer Catharina / Brodersen Nils / Schäffler Harald / Adam Dietmar / Heinemann Christoph / Tusch Tobias / Eder Jost / de Wyl Christian / vom Wege Jan-Hendrik / Mühe Simone, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Berlin 2009

Neuhoff Karsten, Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien: Das Netz muss besser genutzt werden, DIW Wochenbericht Nr. 20/2011, 16 - 23

Nill-Theobald Christiane / Theobald Christian, Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts, 2. Auflage, C.H. Beck, München 2008

Oberndorfer Klaus, Aktuelle Aspekte der Netzregulierung: Streitschlichtungs- und Schiedsverfahren, Vorleistungsmodell, gesetzwidrige Tarife und Schadenersatz, in: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (Hrsg.), Beiträge zum Elektrizitätsrecht, ProLibris, Linz 2009, 99 - 122

Oesterreichs Energie, Stromtransport: Vom Kraftwerk in die Steckdose, abrufbar unter:
<http://oesterreichsenergie.at/stromtransport-vom-kw-in-die-steckdose.html>

Oesterreichs Energie, Windkraft und Pumpspeicherkraftwerke, abrufbar unter:
<http://oesterreichsenergie.at/windkraft-und-pumpspeicherkraftwerke.html>

Oesterreichs Energie, Zukunftsvision Smart Grid, abrufbar unter: <http://oesterreichsenergie.at/zukunftsvision-smart-grid.html>

Öhlinger Theo, Verfassungsrecht, 8. Auflage, Facultas Verlag, Wien 2009

Öhlinger Theo / Potacs Michael, EU-Recht und staatliches Recht, 4. Auflage, Orac, Wien 2011

Oschmann Volker, Neues Recht für Erneuerbare Energien, NJW 2009, 263 - 268

Otto Philipp-Nikolas, Organisatorisches und informatorisches Unbundling, RdE 2005, 261 - 268

oV, Einigung über EU-Richtlinie zur Energieeffizienz, abrufbar unter <http://www.euractiv.de/energie-und-klimaschutz/artikel/einigung-ber-eu-richtlinie-zur-energieeffizienz-006407>

oV, Regelenergie durch Windenergieanlagen, Presseinformation, 22.05.2012, abrufbar unter: http://www.iwes.fraunhofer.de/de/publikationen_pressemitteilungen_uebersicht/pressemitteilungen/regelenergie_durchwindenergieanlagen/jcr:content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/20120522_Pressemitteilung_MSp_UK_final.pdf

oV, Verbote des Infrastruktur-Frühlings, *Oesterreichs Energie*, Jänner 2011, 4 - 11

Pauger Dietmar, Die Neuordnung der Elektrizitätswirtschaft in Österreich, *ÖZW* 1998, 97 - 106

Pfaffenberger Wolfgang, Elektrizitätswirtschaft, Oldenbourg, München 1993

Pirstner-Ebner Renate, Rechtsprobleme intelligenter Systeme, in: Storr Stefan (Hrsg.), Neue Impulse für die Energiewirtschaft, Jan Sramek Verlag, Wien 2012, 147 - 170

Pollirer Hans-Jürgen / Weiss Ernst M. / Knyrim Rainer, Datenschutzgesetz idF der DSGVO-Novelle 2010, Sonderausgabe, Manz, Wien 2010

Raabe Oliver / Pallas Frank / Weis Eva / Lorenz Mieke / Boesche Katharina Vera, Datenschutz in Smart Grids, Anmerkungen und Anregungen, Liber, Berlin 2011

Rabl Thomas / Brenner Wolfgang, Förderung erneuerbarer Energie: Die neue RL 2009/28/EG, *ecolex* 2009, 910 - 913

Rabl Thomas / Hauenschild Herwig, Ökostromrecht – Kommentar zum Ökostromgesetz, KWK-Gesetz und Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz, 2. Auflage, NWV Verlag, Wien 2010

Raschauer Bernhard, Handbuch Energierecht, Springer Verlag, Wien 2006

Raschauer Bernhard, Versorgungssicherheit, in: Hauer Andreas (Hrsg.), Aktuelle Fragen des Energierechts 2007, Universitätsverlag Rudolf Trauner, Linz 2007, 137 - 159

Raschauer Nicolas / Haumer Verena, Energiemarktreform und Energieregulierung – Die Auswirkungen des Dritten Liberalisierungspaketes auf die österreichische Regulierungsorganisation, *wbl* 2010, 489 - 498

Rauch Karsten, Die Ausbaupflichtung nach § 11 I 1 3. Alt. EnWG: Umfang und Grenzen aus der Sicht kommunaler Verteilernetzbetreiber, *IR* 2008, 218 - 220

Reiter Margit, Die Frequenz-Leistungsregelung im österreichischen Elektrizitätsrecht, ProLibris, Linz, 2009

Renner Stephan, Smart Metering und Datenschutz – Möglichkeiten zur Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpaketes in Österreich, Tischvorlage, Vortrag am 30.11.2010 in Wien, abrufbar unter: http://www.energyagency.at/fileadmin/aea/pdf/publikationen/veranstaltungen/Smart_Metering_Konferenz_Handout.pdf

Renner Stephan, Smart Metering und Datenschutz: Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpaketes in Österreich, Vortrag im Rahmen der 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 17.2.2011 abrufbar unter:

http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iemt/iemt2011/uploads/fullpaper_iemt2011/P_298_Renner_Stephan_14-Feb-2011,_10:08.pdf

Reshöft Jan (Hrsg.), EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz, Handkommentar, 3. Auflage, Nomos, Baden-Baden 2009

Reuter Albrecht / Güran Leyla / Brettreich-Teichmann Werner / Strebl Michael / Reiter Daniel, Smart Grids Modellregion Salzburg – Nachhaltige Infrastrukturen für Klimaschutz, Wachstum und Beschäftigung, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 53/2010

Rogatsch Yvonne, Die Umsetzung des 3. Energiebinnenpakets für den Elektrizitätsbereich in Österreich, ÖZW 2011, 76 - 88

Säcker Franz Jürgen (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1, 2. Auflage, Fachmedien Recht und Wirtschaft, Frankfurt 2010

Säcker Franz Jürgen, Netzausbau- und Kooperationsverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber nach Inkrafttreten des EnLAG und der Dritten StromRL 2009/72 EG vom 13.7.2009, RdE 2009, 305 - 314

Sailer Frank, Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende – die neuen Regelungen zur Stromspeicherung im EnWG und EEG, ZNER 2012, 153 - 162

Salje Peter, EEG 2012 – Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien, Kommentar, 6. Auflage, Carl Heymanns Verlag, Köln 2012

Salje Peter, EEG-Vorrangprinzip und Netzengpassmanagement, RdE 2005, 250 - 256

Salje Peter, Energiewirtschaftsgesetz, Kommentar, Carl Heymanns Verlag, Köln 2006

Santer Stefan / Spiel Silke, Der Weg ins digitale Energiezeitalter – Eine Abhandlung technischer und rechtlicher Fragen im Zusammenhang mit der Einführung von intelligenten Messgeräten, ZTR 2/2012, 93 - 102

Schirmer Benjamin, Das Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze, DVBl. 2010, 1349 - 1358

Schmelzer Knut / Beck Alexander, EEG-Einspeisemanagement – Ausgewählte Rechtsfragen zu technischen und betrieblichen Vorgaben an Anlagenbetreiber gemäß § 6 Nr. 1 EEG, ZNER 2011, 244 - 249

Schmidt-Preuß Matthias, Energierecht – eine innovative wissenschaftliche Disziplin, in: Storr Stefan (Hrsg.), Neue Impulse für die Energiewirtschaft, Jan Sramek Verlag, Wien 2012, 1 - 23

Schneider Christian F., Telekommunikationsrecht, in: Hammer Stefan / Kolonovits Dieter / Muzak Gerhard / Piska Christian / Strejcek Gerhard (Hrsg.), Besonderes Verwaltungsrecht, Facultas, Wien 2012

Schneider Christian F., Unbundling nach der neuen RL für den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt, ecolex 2004, 85 - 88

Schneider Jens-Peter / Theobald Christian (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 3. Auflage, Verlag C.H. Beck, München 2011

Scholz Ulrich / Tüngler Stefan, Zum Verhältnis des Einspeisemanagements nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und der Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber nach dem Energiewirtschaftsgesetz, RdE 2010, 317 - 321

Schulte-Beckhausen Sabine / Ungemach Manfred, „Wirtschaftliche Unzumutbarkeit“ und allgemeine Netzanschlusspflicht unter den Prämissen der Anreizregulierung, in: Baur Jürgen F. / Sandrock Otto / Scholtka Boris / Shapira Amos (Hrsg.), Festschrift für Gunther Kühne zum 70. Geburtstag, Verlag Recht und Wirtschaft, Frankfurt 2009, 365 - 384

Schumacher Hanna, Durchbrechung des Vorrangs für erneuerbare Energien? Das Einspeisemanagement im Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Verhältnis zu den Regelungen des Energiewirtschaftsrechts, ZUR 2009, 522 - 530

Schwaiger-Faber Alexandra, Die Neuorganisation der Energieregulierungsbehörde nach dem dritten Energieliberalisierungspaket, in: Raschauer Bernhard (Hrsg.), Aktuelles Energierecht 2011, NWV Verlag, Wien 2011

Sellner Dieter / Fellenberg Frank, Atomausstieg und Energiewende 2011 – das Gesetzespaket im Überblick, NVwZ 2011, 1025 - 1035

Staudacher Dieter, Die Liberalisierung des Telekommunikationsmarktes in Europa, in: Fremuth Walter / Parak Christoph, Regulierung der Deregulierung von Infrastrukturmärkten, Manz, Wien 2002, 23 - 32

Steffek Alfred / Schmelz Christian / Mayer Johannes, EIWOG, Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, kommentierter Gesetzestext, 2. Auflage, Wirtschaftskammer Österreich, Wien 1999

Storr Stefan, Investitionsverpflichtung auf Anforderung, in: Storr Stefan (Hrsg.), Neue Impulse für die Energiewirtschaft, Jan Sramek Verlag, Wien 2012, 73 - 97

Thomas Henning, In der Entwicklung: Der Rechtsrahmen für erneuerbares Gas aus der Elektrolyse mit (Wind-)Strom, ZNER 2011, 608 - 615

Tichler Robert, Der mögliche Beitrag von SolarFuel als neue Power-to-Gas-Technologie für eine zukünftige europäische Energieversorgung, in: Steinmüller Horst / Hauer Andreas / Schneider Friedrich (Hrsg.), Energiewirtschaft – Jahrbuch 2011, NWV Verlag, Linz 2011, 85 - 114

Tönnies Jan G., Zur Preisgestaltung nach § 40 Abs. 3 EnWG, ZNER 2010, 259 - 261

Urbantschitsch Wolfgang, E-Mobilität und Recht, Österreichische Gemeinde Zeitung 4/2010, 18 - 20

Urbantschitsch Wolfgang, Rechtsgrundlagen der Elektromobilität, ZVR 2010/155, 316 - 321

Valentin Florian / von Bredow Hartwig, Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 12/2011, 99 - 104

VDE, Deutsche Normungsroadmap E-Energy, Frankfurt am Main, Mai 2010, abrufbar unter: <http://www.dke.de/de/std/kompetenzzentren-energy/aktivitaeten/seiten/deutschenormungsroadmap-energy-smartgrid.aspx>

von Hoff Stefanie, Zugangsanspruch zu Elektromobilitätstankstellen, ZNER 2009, 341 - 345

Wallnöfer Klaus, Die Energiewirtschaft vor dem zweiten Umbruch? Überlegungen zu den (neuen) Entflechtungsplänen der Kommission, wbl 2008, 13 - 20

Walter Robert / Mayer Heinz / Kucsko-Stadlmayer Gabriele, Grundriss des österreichischen Bundesverfassungsrechts, 10. Auflage, Manz, Wien 2007

Weise Michael / Hartmann Thies Christian / Wöldeke Frank, Energiewende und Netzstabilität – die neuen rechtlichen Rahmenbedingungen für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber nach §§ 13, 14 EnWG, RdE 2012, 181 - 187

Wiesemann Hans Peter, IT-rechtliche Rahmenbedingungen für „intelligente“ Stromzähler und Netze – Smart Meter und Smart Grids, MMR 2011, 355 - 359

Wirtschaftskammer Österreich / Lebensministerium, 10 Punkte Aktionsprogramm zur Markteinführung von Elektromobilität mit erneuerbaren Energien in Österreich, Wien, Jänner 2010, abrufbar unter: http://doku.cac.at/aktionsprogramm_elektromobilitaet.pdf.

Wissner Matthias, IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft – Auf dem Weg zum Smart Grid, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 320, Bad Honnef, Mai 2009, abrufbar unter: http://www.econbiz.de/archiv1/2009/67531_Wachstum_Produktivitaet_Energiewirtschaft.pdf

Würthinger Elisabeth, Systemnutzungstarife für Elektrizitätsnetze, Pro Libris, Linz 2005

Würthinger Elisabeth, Verrechnungsstellen für Ausgleichsenergie, in: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (Hrsg.), Beiträge zum Elektrizitätsrecht, ProLibris, Linz 2009, 123 - 156

Zabukovec Gerald, Ökostromgesetz und Elektrizitätswesen, Europarechtliche Grundlagen und verfassungsrechtliche Fragen, Wilhelm Braumüller Verlag, Wien 2005

Zander Wolfgang / Riedel Martin / Held Christian / Ritzau Michael / Tomerius Carolyn, Strombeschaffung im liberalisierten Energiemarkt, Deutscher Wirtschaftsdienst, Köln 2000

Abbildungsverzeichnis

Abbildung: Darstellung des Strukturwandels vom konventionellen Stromnetz zur
zukünftigen Versorgungsstruktur mit dezentralen Stromerzeugern38

Impressum

Lebensläufe der ProjektmitarbeiterInnen

Univ.-Prof. Dr. Andreas Hauer

Nach dem Studium der Rechtswissenschaften in Wien arbeitete Prof. Hauer als Rechtsanwaltsanwärter, als Universitätsassistent sowie als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Verfassungsgerichtshof. Seit Oktober 2000 ist er als Universitätsprofessor für Öffentliches Recht unter besonderer Berücksichtigung des Österreichischen Verwaltungsrechts und der Verwaltungslehre am Institut für Verwaltungsrecht und Verwaltungslehre der Johannes Kepler Universität Linz tätig. Seit 2002 ist Prof. Hauer Leiter der Abteilung Energierecht des Energieinstitutes an der Johannes Kepler Universität Linz. Prof. Hauer ist Autor bzw. Herausgeber zahlreicher Publikationen, insbesondere zu Fragen des Polizeirechtes, des Umweltrechtes, des öffentlichen Wirtschaftsrechtes und des Energierechts.

Dr.ⁱⁿ Kathrin de Bruyn-Ouboter

Kathrin de Bruyn-Ouboter absolvierte das Studium der Rechtswissenschaften an der Ruhr Universität Bochum und beendete dies mit dem ersten juristischen Staatsexamen. Nach ihrer zweijährigen Referendariatszeit am Landgericht Düsseldorf und dem Abschluss des zweiten juristischen Staatsexamens begann sie im Oktober 2009 das Doktoratsstudium der Rechtswissenschaften an der Johannes Kepler Universität Linz, welches sie im Sommer 2011 abgeschlossen hat. Ihre Dissertation verfasste sie am Institut für Verwaltungsrecht und Verwaltungslehre zum Thema „Netzebenenflucht - Eine rechtsvergleichende Untersuchung von Österreich und Deutschland zum Thema Netzanschluss“. Seit Juni 2011 arbeitet Frau Kathrin de Bruyn-Ouboter als Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz in der Energierechtsabteilung.

MMag.^a Dr.ⁱⁿ Beatrice Markl, PMSc, LL.B.

Nach Abschluss des Bundesrealgymnasiums Hamerlingstraße Linz studierte Beatrice Markl Rechtswissenschaften und Betriebswirtschaftslehre an der Johannes Kepler Universität Linz und schloss diese Studien im Juli 2004 bzw. November 2009 erfolgreich ab. Nach einer mehrjährigen Tätigkeit als Steuerberaterberufsanwärterin bei Leitner+Leitner Steuerberatungskanzlei und Elter Wirtschaftstreuhand GmbH, absolvierte sie von Februar bis Oktober 2007 das Gerichtsjahr am Bezirksgericht Linz und am Landesgericht Linz. Seit Juli 2008 ist sie als Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität in der Abteilung Energierecht tätig. Im Mai 2010 schloss sie den Universitäts-Aufbaulehrgang für Energiemanagement Wirtschaft-Technik-Recht an der Johannes Kepler Universität ab; im Dezember 2010 schloss sie das Bachelorstudium Wirtschaftsrecht an der Johannes Kepler Universität Linz als Unternehmensjuristin ab. Ihre Dissertation zum Thema „Smart Metering - Datenschutzrechtliche Aspekte der Einführung intelligenter Stromzähler in Österreich“ verfasste sie am Institut für Verwaltungsrecht und Verwaltungslehre und promovierte im März 2012 an der Johannes Kepler Universität Linz.

Mag.^a Dr.ⁱⁿ Andrea Kollmann

Nach Abschluss des BG Ramsauerstraße Linz im Jahr 1998 studierte Frau Kollmann an der Johannes Kepler Universität Linz Volkswirtschaftslehre. In dieser Zeit war sie am Institut für Volkswirtschaftslehre Studienassistentin. Von Juli 2002 bis August 2002 war sie Junior Fellow am Wirtschaftsforschungsinstitut in Wien. Ebenfalls noch während ihres Studiums arbeitete sie an zwei Forschungsprojekten des Institutes für Volkswirtschaftslehre mit. Seit Abschluss ihres Studiums im Juni 2004 arbeitet sie als Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Energieinstitut der Johannes Kepler Universität Linz. Frau Kollmann hat im Oktober 2008 über das Thema „Die Ökonomie der Althaussanierung“ promoviert.

Dipl.-Ing. (FH) Markus Schwarz P.MSc.

Nach Abschluss der HTBLA Salzburg (Fachrichtung Maschineningenieurswesen) im Jahr 2001 studierte Markus Schwarz an der FH Joanneum mit der Fachrichtung Infrastrukturwirtschaft. Zu seinen Schwerpunkten zählten die Energie- und Umwelttechnik. Sein Studium schloss er im Dezember 2006 mit dem Diplomarbeitsthema „Interne Zuweisung von Ausgleichsenergie“ ab. Während seines Studiums studierte Herr Schwarz ein Semester an der LULEA University of Technology mit dem Schwerpunkt Environmental Engineering. Herr Schwarz absolvierte im April 2010 den Berufsbegleitenden Masterlehrgang

Impressum

Energiemanagement am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz. Seit Juni 2010 arbeitet Herr Schwarz am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität an der JKU Linz als Wissenschaftlicher Mitarbeiter.

Bettina Bartos

Nach Abschluss des Wirtschaftskundlichen Realgymnasiums Körnerstraße Linz begann Bettina Bartos im Oktober 2005 mit dem Studium der Rechtswissenschaften an der Johannes Kepler Universität Linz. Seit August 2009 arbeitet Frau Bartos am Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität als wissenschaftliche Projektassistentin in der Abteilung Energierecht.

Verein Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

Altenberger Straße 69

A-4040 Linz

Tel.: +43-732-2468-5656

Fax: +43-732-2468-5651

E-Mail: office@energieinstitut-linz.at

Geschäftsführer: DI Dr. Horst Steinmüller

Vereinssitz: Linz

Vereinszweck: Die Errichtung und der Betrieb des Energieinstitutes an der Johannes Kepler Universität Linz zur Behandlung von energiewirtschaftlichen und -rechtlichen Fragen für Zwecke der Allgemeinheit.