



GÖRG PARTNERSCHAFT VON RECHTSANWÄLTEN mbB

RECHTSGUTACHTEN

IM RAHMEN DER TRILATERALEN VEREINBARUNG VOM 2. MAI 2012
ZWISCHEN DEUTSCHLAND, ÖSTERREICH UND DER SCHWEIZ

ZU PUMPSPEICHERKRAFTWERKEN

DR. CHRISTOPH RIESE
DR. SABINE SCHULTE-BECKHAUSEN
DR. JULIAN ASMUS NEBEL
DR. CARMEN SCHNEIDER
THORSTEN KIRCH

18. MÄRZ 2014

ERSTELLT FÜR DAS

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE

Übersicht

A. EINLEITUNG UND ERGEBNISSE

B. BESTANDSAUFNAHME: RECHTSRAHMEN FÜR PSW IN DEN DACH-LÄNDERN

I. ENERGIEWIRTSCHAFTSRECHTLICHE EINORDNUNG VON PSW

1. LEGALDEFINITION UND BEGRIFFSVERWENDUNG
2. EINORDNUNG ALS LETZT- BZW. ENDVERBRAUCHER UND ENTNEHMER
3. EINORDNUNG ALS ANLAGEN ZUR ENERGIEERZEUGUNG
4. EINORDNUNG ALS ANLAGEN ZUR SPEICHERUNG VON ENERGIE
5. EINORDNUNG ALS ANLAGEN ZUR ERZEUGUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN
6. ZWISCHENERGEBNIS

II. RECHTLICHE VORGABEN ZUR KOSTEN- UND ERLÖSSEITE VON PSW

1. NETZENTGELTE
2. UMLAGEN ZUR FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN
3. ENERGIE- UND STROMSTEUERN
4. WASSERNUTZUNGS/-ENTNAHMEENTGELTE
5. VERGÜTUNG FÜR ERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN
6. ZWISCHENERGEBNIS

III. RECHTLICHE VORGABEN ZUM BEITRAG VON PSW FÜR DIE SYSTEMSICHERHEIT

1. REDISPATCH-MAßNAHMEN IN BEZUG AUF AM MARKT EINGESETZTE PSW
2. MAßNAHMEN IN BEZUG AUF ZUR STILLLEGUNG VORGESEHENE PSW
3. ERBRINGUNG VON SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN DURCH PSW
4. DEMAND-SIDE-MANAGEMENT
5. ÜBERLEGUNGEN ZUR VERPFLICHTUNG VON ERZEUGERN ZUR ZUSAMMENARBEIT MIT SPEICHERBETREIBERN SOWIE ZU EINER „ELEKTRIZITÄTSRESERVE“
6. ZWISCHENERGEBNIS

IV. VERANTWORTUNG FÜR DEN SPEICHERBETRIEB

C. VORGABEN ZUR GRENZÜBERSCHREITENDEN VERMARKTUNG VON PSW-STROM

I. EINLEITUNG

1. GANG DER DARSTELLUNG UND PRÜFUNGSMAßSTAB
2. GELTUNG UNIONSRECHTLICHER VORGABEN IN DER SCHWEIZ
3. ÜBERBLICK: FREIE UND REGULIERTE VERMARKTUNGSWEGE FÜR PSW-STROM

II. RECHTSRAHMEN FÜR DIE GRENZÜBERSCHREITENDE NETZNUTZUNG

1. EU-STROMHANDELSVO
2. LEITLINIEN DER ÜNB
3. VERTRAGLICHE VEREINBARUNGEN
4. EU-NETZKODIZES
5. KAPAZITÄTSVERGABE AUFGRUND LANGFRISTIGER VERTRÄGE

III. GRENZÜBERSCHREITENDE VERMARKTUNG VON PSW-STROM AM GROßHANDELSMARKT

1. NATIONALES RECHT
2. INTERNATIONALE VORGABEN

IV. GRENZÜBERSCHREITENDE VERMARKTUNG VON PSW-STROM AM SYSTEMDIENSTLEISTUNGSMARKT

1. MODELLE EINES REGELENERGIEIMPORTS
2. RECHTSRAHMEN FÜR DIE GRENZÜBERSCHREITENDE TEILNAHME AM REGELENERGIEMARKT

V. ERGEBNIS

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 in der Fassung vom 14. August 2013
a.F.	alte Fassung
BbgWG	Brandenburgisches Wassergesetz vom 20. Dezember 2011 in der Fassung vom 2. März 2012
Beschl.	Beschluss
BGBl	Bundesgesetzblatt
BGE	Schweizerisches Bundesgericht
BGH	Bundesgerichtshof
Bgld. EIWG	Burgenländisches Elektrizitätswesengesetz 2006 in der Fassung vom 14. Februar 2013
Bgld. Starkstromwegesgesetz	Bgld. Starkstromwegesgesetz vom 4. Dezember 1970
BNetzA	Bundesnetzagentur
BremWeGG	Gesetz über die Erhebung einer Wasserentnahmegebühr vom 23. April 2004
bspw.	beispielsweise
Bst.	Buchstabe
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BWG	Berliner Wassergesetz vom 17. Juni 2005
bzw.	beziehungsweise
E-Control	Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
E-ControlG	Energie-Control-Gesetz in der Fassung vom 18. Dezember 2013
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730)
EEG 2009	Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 13 Absatz 2 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634)
EIAbgG	Elektrizitätsabgabegesetz in der Fassung vom 17. Dezember 2013
EICOM	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EleG	Elektrizitätsgesetz vom 24. Juni 1902
ElektrizitätsstatistikVO	Elektrizitätsstatistikverordnung 2007 vom 16. Oktober 2007
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 in der Fassung vom 13. September 2013
EIWOG 1998	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz vom 18. August 1998
Energieabgaben-Richtlinien 2011	Energieabgaben-Richtlinien 2011 vom 29. August 2013
EnG GR	Energiegesetz des Kantons Graubünden vom 20. April 2010
EnG SG	Energiegesetz des Kantons St. Gallen vom 26. Mai 2000
EnG SZ	Kantonales Energiegesetz des Kantons Schwyz vom 16. September 2009
EnG VS	Energiegesetz des Kantons Wallis vom 15. Januar 2004
EnV GR	Energieverordnung des Kantons Graubünden vom 12. Oktober 2010
EnV SG	Energieverordnung des Kantons St. Gallen vom 27. März 2001 (Stand am 01. November 2012)
EnV SZ	Energieverordnung des Kantons Schwyz vom 16. Februar 2010
Erdgaspflichtlagerverordnung	Verordnung über die Pflichtlagerhaltung von Erdgas vom 9. Mai 2003

EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
Gesetz zur Änderung des EIWOG, des GWG und des E-ControlG	Gesetz zur Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010, des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 und des Energie-Control-Gesetzes vom 6. August 2013
GG	Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland vom 23. Mai 1949 in der Fassung vom 11. Juli 2012
grds.	grundsätzlich
GrdWasEntgG SL	Saarländisches Grundwasserentnahmeentgeltgesetz vom 12. März 2008
GruwaG	Grundwassergebührengesetz Hamburg vom 26. Juni 1989
GWG	Gaswirtschaftsgesetz 2011 in der Fassung vom 13. September 2013
HkNDV	Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung v. 15. Oktober 2012
HKNV	Herkunftsnachweis-Verordnung vom 24. November 2006
i.S.d.	im Sinne des/der
i.S.e.	im Sinne eines/einer
i.S.v.	im Sinne von
IG Erdgas	Interessengemeinschaft Erdgas
IGEB	Interessengemeinschaft energie-intensiver Branchen
K-EIWOG	Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2011 in der Fassung vom 6. März 2012
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung vom 26. Juni 2007
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002
KWK-Gesetz	Bundesgesetz, mit dem Bestimmungen auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung neu erlassen werden in der Fassung vom 16. Dezember 2013
Landesversorgungsgesetz	Bundesgesetz über die wirtschaftliche Landesversorgung vom 8. Oktober 1982
LWaG	Wassergesetz des Landes Mecklenburg-Vorpommern vom 30. November 1992
LWEntG	Wasserentnahmeentgeltgesetz Rheinland-Pfalz vom 3. Juli 2012
MW	Megawatt
MWSt.	Mehrwertsteuer
n.F.	neue Fassung
Netzungpassentgelt-Verordnung	Netzungpassentgelt-Verordnung vom 17. April 2008
NÖ EIWG	Niederösterreichisches Elektrizitätswesengesetz 2005 in der Fassung vom 26. Juli 2012
NÖ Starkstromwegesgesetz	NÖ Starkstromwegesgesetz vom 20. April 1979
Nr.	Nummer
NWG	Niedersächsisches Wassergesetz vom 19. Februar 2010
OGH	Oberster Gerichtshof
OLG	Oberlandesgericht
Oö. EIWOG	Oberösterreichisches Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006 in der Fassung vom 4. Juli 2013
Ökostrom-Einspeisetarifverordnung	Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 in der Fassung vom 18. Dezember 2013
ÖSG	Ökostromgesetz 2012 vom 29. Juli 2011
OWAG	Oberflächenwasserabgabegesetz Schleswig-Holstein vom 13. Dezember 2000
PSW	Pumpspeicherkraftwerk

ResKV	Reservekraftwerksverordnung vom 27. Juni 2013
RL 2000/60/EG	RL 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik
RL 2009/28/EG	2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
RL 2009/72/EG	Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt
RL 2009/73/EG	Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt
Rn.	Randnummer
Rohrleitungsgesetz	Bundesgesetz über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe vom 4. Oktober 1963
SächsWG	Sächsisches Wassergesetz vom 12. Juli 2013
Sbg LEG	Salzburger Landeselektrizitätsgesetz 1999 in der Fassung vom 04. Juli 2013
Steiermärkisches StarkstromwegeG 1971	Steiermärkisches Starkstromwegegesetz 1971 vom 10. November 1970
Stmk. EIWOG	Steiermärkisches Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2005 in der Fassung vom 5. Juli 2011
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 in der Fassung vom 14. August 2013
StromVG	Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007
StromVG GR	Stromversorgungsgesetz des Kantons Graubünden vom 23. April 2009
StromVG SG	Einführungsgesetz des Kantons St.Gallen zur eidgenössischen Stromversorgungsgesetzgebung vom 16. November 2010
StromVG SZ	Kantonale Verordnung des Kantons Schwyz zum Bundesgesetz über die Stromversorgung vom 23. November 2011
StromVG VS	Ausführungsdekret des Kantons Wallis zum Bundesgesetz über die Stromversorgung vom 12. Dezember 2008
Systemnutzungsentgelte-Verordnung	Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2013 vom 21. Dezember 2012
Systemnutzungstarife-Verordnung	Systemnutzungstarife-Verordnung 2010-Novelle 2011 vom 23. Dezember 2010, aufgehoben am 27. September 2011 durch Entscheidung des Verfassungsgerichtshofs, V59/09 ua (BGBl. II Nr. 454/2011)
Systemnutzungsentgelte-Verordnung	Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012-Novelle 2013 vom 21. Dezember 2012
TEG	Tiroler Elektrizitätsgesetz 2012 in der Fassung vom 4. Juli 2013
u.a.	unter anderem/n, und andere/s
UAbs.	Unterabsatz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Urt.	Urteil
VfGH	Verfassungsgerichtshof
Verordnung zu abschaltbaren Lasten	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012
Vlbg EIWiG	Vorarlberger Elektrizitätswirtschaftsgesetz in der Fassung vom 6. Dezember 2011
VO (EG) Nr. 714/2009	Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung

	der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003
WasEE-VO LSA	Wasserentnahmeentgeltverordnung für das Land Sachsen-Anhalt vom 22. Dezember 2011
WasEG	Wasserentnahmeentgeltgesetz des Landes Nordrhein-Westfalen vom 27. Januar 2004
Wasserzinsverordnung	Verordnung über die Berechnung des Wasserzinses vom 12. Februar 1918 in der Fassung vom 1. Januar 1986
WEIWG 2005	Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 in der Fassung vom 25. Mai 2012
WG	Wassergesetz für Baden-Württemberg vom 20. Januar 2005
WG LSA	Wassergesetz für das Land Sachsen-Anhalt vom 16. März 2011
WRG AUT	Wasserrechtsgesetz Österreich 1959 in der Fassung vom 17. Dezember 2013
WRG CH	Wasserrechtsgesetz Schweiz vom 22. Dezember 1916
WRRL	Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik

Inhaltsverzeichnis

A. Einleitung und Ergebnisse	11
I. Kontext dieser Studie und Problemaufriss	11
II. GANG DER DARSTELLUNG UND UNTERSUCHUNGSZIEL	13
III. ZUSAMMENFASSUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	14
1. ERGEBNISSE	14
2. Handlungsempfehlungen	20
B. Rechtsrahmen für PSW	24
I. Energiewirtschaftsrechtliche Einordnung von PSW	24
1. Legaldefinition und Begriffsverwendung	24
a) Deutschland	24
aa) EnWG	24
bb) EEG	26
cc) HkNDV	28
b) Österreich.....	28
aa) EIWOG	29
(1) Stromkennzeichnung.....	29
(2) Befreiung von Netznutzungsentgelten mit Netzverlustentgelten.....	30
bb) SystemnutzungsentgelteVO	31
cc) Netzengpassentgelte-VO	31
dd) ÖSG	31
ee) ElektrizitätsstatistikVO	31
c) Schweiz.....	32
d) Analyse	32
2. Einordnung als Letzt- bzw. Endverbraucher und Entnehmer	33
a) Deutschland	33
aa) Pflichten von Letztverbrauchern	33
bb) Rechte von Letztverbrauchern	34
cc) Einordnung	35
b) Österreich.....	35
aa) Pflichten von Endverbrauchern und Entnehmern	36
bb) Rechte von Endverbrauchern	36
cc) Einordnung	37
c) Schweiz.....	38
d) Analyse	38
3. Einordnung als Anlagen zur Energieerzeugung	40
a) Deutschland	40
b) Österreich.....	41
aa) Pflichten hinsichtlich der Systemstabilität	42
bb) Rechte hinsichtlich Netzanschluss und –zugang	42
cc) Einordnung	43
c) Schweiz.....	44
aa) Pflichten hinsichtlich der Systemstabilität	45
bb) Rechte hinsichtlich Netzanschluss und –zugang	45
cc) Einordnung	45
d) Analyse	46
4. Einordnung als Anlagen zur Speicherung von Energie	47
a) Deutschland	47
aa) EnWG	48

(1) Pflichten hinsichtlich der Systemstabilität.....	48
(2) Rechte hinsichtlich Netzanschluss und –zugang	49
(3) Einordnung	50
bb) EEG	55
cc) Speicheranlagen i.S.d. EnWG	55
b) Österreich.....	56
aa) Speicheranlagen i.S.d. EIWOG	56
bb) Speicheranlagen i.S.d. GWG	56
c) Schweiz.....	57
aa) Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie	57
bb) Gasspeicheranlagen	57
d) Analyse	57
5. Einordnung als Anlagen zur Erzeugung von Erneuerbaren Energien.....	60
a) Deutschland	60
b) Österreich.....	62
c) Schweiz.....	63
d) Analyse	64
6. Zwischenergebnis und Handlungsempfehlungen.....	65
II. Rechtliche Vorgaben zur Kosten- und Erlösseite für den PSW-Betrieb	69
1. Netzentgelte	69
a) Deutschland	69
aa) Systematik der Entgeltspflicht für die Netznutzung	69
bb) Historie der Verpflichtung und Befreiung von Netznutzungsentgelten	70
cc) Gegenwärtige Rechtslage	72
(1) Befreiung von der Netzentgeltspflicht für neu errichtete PSW	72
(2) Befreiung von der Netzentgeltspflicht für modernisierte PSW	72
(3) Ermäßigte Netzentgelte für Bestandsanlagen.....	73
b) Österreich.....	74
aa) Systematik der Entgeltspflicht für die Netznutzung	74
bb) Historie der Verpflichtung und Befreiung von Systemnutzungsentgelten	75
cc) Gerichtliche Bestätigung der Netzentgeltspflicht von PSW	78
dd) Gegenwärtige Rechtslage	80
(1) Inbetriebnahme nach dem 13. September 2013	80
(2) Netzentgeltspflicht für Bestandsanlagen	80
c) Schweiz.....	80
2. Umlagen zur Förderung Erneuerbare Energien	80
a) Deutschland	80
b) Österreich.....	81
c) Schweiz.....	83
d) Analyse	84
3. Energie und Stromsteuer	84
a) Deutschland	84
b) Österreich.....	85
c) Schweiz.....	86
d) Analyse	86
4. Wassernutzung- bzw. Wasserentnahmeentgelte	87
a) Deutschland	87
aa) Rechtliche Grundlagen	87
bb) Verpflichtung von PSW	89
(1) Entgeltspflicht in Baden-Württemberg.....	89
(2) Entgeltspflicht in Nordrhein-Westfalen	90
b) Österreich.....	91
c) Schweiz.....	91

aa) Berechnung des Wasserzinses	92
bb) Zuständigkeit für die Erhebung des Wasserzinses	92
cc) Pumpwerkabgabe und Pumpwerksteuer	93
d) Analyse	93
5. Vergütung für die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien	95
a) Deutschland	95
b) Österreich.....	97
c) Schweiz.....	97
d) Analyse	98
6. Zwischenergebnis und Handlungsempfehlungen	98
III. Rechtliche Vorgaben zum Beitrag der PSW für die Systemsicherheit.....	100
1. Redispatch-Maßnahmen in Bezug auf am Markt eingesetzte PSW.....	100
a) Deutschland	100
aa) Eingriffsbefugnisse der Netzbetreiber und gesetzliche Pflichten der Betreiber von PSW	100
bb) Vergütung	101
b) Österreich.....	103
aa) Eingriffsbefugnisse der Netzbetreiber und gesetzliche Pflichten der Betreiber von PSW	103
bb) Vergütung	105
c) Schweiz.....	106
d) Analyse	108
2. Redispatch-Maßnahmen von zur Stilllegung vorgesehenen PSW	109
a) Deutschland	109
aa) Verfahren bei geplanter Stilllegung eines PSW	110
(1) Anzeige der Stilllegung	110
(2) Verbot vorläufiger Stilllegungen.....	110
(3) Verbot endgültiger Stilllegungen.....	111
bb) Einsatz stillgelegter PSW auf vertraglicher Grundlage	111
(1) Ermittlung und Festlegung des Bedarfs an Reservekraftwerken	111
(2) Veröffentlichung der Reservekapazitäten, Interessenbekundung.....	112
(3) Nutzung von PSW mit Standort in Deutschland für die Netzreserve	112
(4) Nutzung von PSW innerhalb der EU und der Schweiz für die Netzreserve	113
cc) „Vergütung“ der Reservekraftwerke	113
dd) Einsatz von Kraftwerken ohne vertragliche Grundlage	114
(1) Einsatz bei geplanter vorläufiger Stilllegung des Kraftwerks	114
(2) Vergütung	115
(3) Rückkehr in den Energiemarkt	116
(4) Einsatz bei geplanter endgültiger Stilllegung des Kraftwerks	116
b) Österreich und Schweiz	116
c) Analyse	116
3. Demand-Side-Management.....	116
a) Deutschland	116
aa) Abschaltbare Lasten	116
bb) Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen	118
b) Österreich und Schweiz	119
c) Analyse	119
IV. Verantwortung für den Speicherbetrieb	120

C. Vorgaben zur grenzüberschreitenden Vermarktung von PSW-Strom	121
I. Einleitung	121
1. Gang der Darstellung und Prüfungsmaßstab	121
2. Geltung unionsrechtlicher Vorgaben in der Schweiz	122
3. Überblick: Freie und regulierte Vermarktungswege für PSW-Strom	124
II. Rechtsrahmen für die grenzüberschreitende Netznutzung	126
1. EU-Stromhandelsverordnung	127
a) Marktorientierte Verfahren für das Engpassmanagement	127
b) Marktkopplung und implizite Auktionen	128
c) Diskriminierungsverbot	129
d) Rolle der europäischen Regulierungsbehörde	130
2. Leitlinien der ÜNB	131
a) Vorgaben des ENTSO-E Operation Handbook	131
b) Rechtspflicht der ÜNB zur grenzüberschreitenden Kooperation	132
c) Ergebnis und Handlungsempfehlung	134
3. Vertragliche Vereinbarungen	135
4. EU-Netzkodizes zur Kapazitätsvergabe	137
a) Entwurf „Netzkodex Kapazitätsallokation“	137
b) Entwurf „Netzkodex Electricity Balancing“	138
c) Ergebnis und Handlungsempfehlung	140
5. Kapazitätsvergabe auf der Grundlage langfristiger Verträge	140
a) Binnenmarktrichtlinie Strom	141
b) StromhandelsVO	141
c) Kartellrecht	141
d) Ergebnis und Handlungsempfehlung	142
III. Grenzüberschreitende Vermarktung von PSW-Strom am Großhandelsmarkt	142
1. Nationale Vorgaben (Schweizer Wasserrecht)	142
2. Internationale Vorgaben	144
a) Standardprodukte	144
b) Intraday-Produkte	144
c) Verfahrensregeln der ÜNB gemäß ENTSO-E Operation Handbook	146
d) Rechtlicher Anpassungsbedarf und Handlungsempfehlung	147
IV. Grenzüberschreitende Vermarktung von PSW-Strom am Systemdienstleistungsmarkt	148
1. Modelle eines „Regelenergieimports“	148
2. Rechtlicher Rahmen für die grenzüberschreitende Teilnahme am Regelenergiemarkt	150
a) Nationale Anforderungen für die grenzüberschreitende Teilnahme am Regelenergiemarkt	150
aa) Unterschiedliche Ausgestaltung der Regelenergiemärkte in den DACH-Ländern	150
bb) Beispiel: Voraussetzungen für die Präqualifikation zur Erbringung von Sekundärregelleistung	151
cc) Vereinbarkeit der nationalen Vorgaben mit Unionsrecht	152
b) Unionsrechtlicher Rahmen	152
aa) Binnenmarktrichtlinie Strom	152
bb) StromhandelsVO	152
cc) EU-Kartellrecht	153
(1) Verhältnis sektorspezifische Regulierung zum Kartellrecht	153
(2) Keine Ausnahme der Anwendung der Wettbewerbsregeln	154
(3) Marktbeherrschende Stellung	154
(4) Missbräuchliche Ausnutzung	155
(5) Kontrahierungszwang	156

(6) Rechtfertigung	156
(7) Handelsbeeinträchtigung zwischen den Mitgliedstaaten	157
(8) Rechtsfolgen eines Verstoßes gegen Art. 102 AEUV	157
dd) Ergebnis	158
c) Handlungsempfehlung	158
3. Internationales Vertragsrecht	159
a) Internationaler Netzregelverband (IGCC)	159
b) Imbalance Netting Cooperation (INC)	159
c) Beteiligung der DACH-Länder	160
V. Ergebnis und Handlungsempfehlungen	160

A. EINLEITUNG UND ERGEBNISSE

I. KONTEXT DIESER STUDIE UND PROBLEMAUFRISS

Dieses Rechtsgutachten wurde im Rahmen der **trilateralen Vereinbarung zur Pumpspeicherkraftwerken** (PSW) zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz (DACH-Länder) als Sachverständigenauftrag für das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie erstellt. Es handelt sich um den **rechtlichen Teil einer dreiteiligen Studie**, deren netztechnische Aspekte im Auftrag des Schweizer Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation durch die RWTH Aachen und deren ökonomische Aspekte im Auftrag des österreichischen Wirtschaftsministeriums durch die TU Berlin begutachtet wurden.¹ Allen drei Gutachten liegt folgende gemeinsame, länderübergreifende Einschätzung zugrunde:

Die zunehmende Nutzung Erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung erfordert einen synchronen Ausbau von Netz- und Speicherkapazitäten, und zwar jeweils auf nationaler Ebene, aber auch aus einer grenzüberschreitenden Sicht. PSW sind derzeit die einzig verfügbare großtechnische Technologie für die Stromspeicherung.² Während in Bezug auf die Speichernutzung von Wasserkraft die in Deutschland vorhandenen Potenziale begrenzt sind, sind die in Österreich und der Schweiz vorhandenen Potenziale vergleichsweise groß. Daher liegt es nahe, die Zusammenarbeit auf diesem Gebiet zu vertiefen. Vor diesem Hintergrund haben die Wirtschaftsminister der drei Länder am 16. April /20.April /1. Mai 2012 eine trilaterale Vereinbarung unterzeichnet, um ihre Zusammenarbeit im Bereich der Pumpspeicher auszubauen.³ Durch eine bessere Abstimmung sollen Pumpspeicherkapazitäten grenzüberschreitend besser genutzt und neue Potenziale erschlossen werden.

Die Herausforderung bei der Aufarbeitung dieses Themas besteht zunächst darin, dass sich **Markt und Ordnungsrahmen** in allen drei DACH-Ländern derzeit auf allen Wertschöpfungs- und Regelungsebenen in einem **schnellen Wandel** befinden; die Studie ist daher als Momentaufnahme zu verstehen.

Darüber hinaus sind - mit Blick auf die an der trilateralen Vereinbarung beteiligten DACH-Länder - mit Deutschland und Österreich auf der einen Seite Mitgliedstaaten der EU, und auf der anderen Seite mit der Schweiz ein Staat beteiligt, in dem das sektorspezifische Regulierungsrecht der EU mangels eines Energieabkommens nicht ohne weiteres gilt. Hier würde ein grenzüberschreitender Gleichklang erfordern, dass das Energierecht der EU, zumindest

¹ Die drei Auftraggeber haben vereinbart, eine gemeinsame Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse dieser drei Studien zu veröffentlichen.

² Wir verwenden in dieser Studie den Begriff der „Stromspeicherung“, obwohl es dies in physikalischer Hinsicht wegen der fehlenden Speicherbarkeit von Elektrizität ungenau ist; gemeint ist die Stromspeicherung im funktionalen Sinne, mithin die Entnahmen von Elektrizität aus dem Netz und die zeitlich verzögerte Wiedereinspeisung. Einen aktuellen Überblick über Energiepeichertechnologien gibt die EU-Kommission in ihrem Working Paper der DG ENER „The future role and challenges of energy storage“, abrufbar unter http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/doc/energy-storage/2013/energy_storage.pdf

³ Abrufbar unter <http://www.news.admin.ch/message/index.html?lang=de&msg-id=44382>.

in Bezug auf die grenzüberschreitende Netznutzung und Vermarktung des PSW-Stroms, auch in der Schweiz anwendbar ist.

Weiterhin ist gerade das **sektorspezifische Unionsrecht** in Gestalt der sogenannten „**Netzkodizes**“ derzeit in Entstehung begriffen, insbesondere was die grenzüberschreitende Nutzung von Grenzkuppelkapazitäten sowie die Organisation der grenzüberschreitenden Regelenergiemärkte betrifft. Dies hat den Nachteil, dass viele Regelungen, die den grenzüberschreitenden Stromaustausch betreffen, in der jüngsten Vergangenheit bereits erarbeitet wurden und die Möglichkeiten, diese Regelungen in Bezug auf den grenzüberschreitenden Einsatz von PSW ggf. noch fortzuentwickeln, wegen der fortgeschrittenen Legislativverfahren begrenzt sind. Zudem sind diese Regelungen der Netzkodizes ihrer Art nach eher allgemeiner Natur, so dass hier konkrete Regelungsziele einzelner Länder nicht leicht umzusetzen sein dürften.

Ein weiterer Punkt ist, dass insbesondere in Deutschland eine umfassende Diskussion über die weitere Ausgestaltung des Ordnungsrahmens für die Energiewende stattfindet, in dem die (künftige) Behandlung von PSW nur einen - wenngleich wichtigen - Baustein unter zahlreichen weiteren **Flexibilitätsoptionen** darstellt, die ein Strommarkt erfordert, der überwiegend auf Erneuerbaren Energien beruht. So sind neben PSW auch andere Technologien denkbar, die die **Funktion der Stromspeicherung** erfüllen. Dazu zählen nicht nur die Batteriespeicherung und der Einsatz des Gasnetzes zur Stromspeicherung („Power-to-Gas“), sondern beispielsweise auch Maßnahmen des Demand-Side-Managements, der Energieeffizienz und nicht zuletzt auch des Netzausbaus und der Entwicklung „intelligenter“ Netze. Daneben ist zu bedenken, dass im Energiemarkt der Zukunft Energiespeicher nicht nur - wie PSW - auf der Ebene der Großhandels eingesetzt werden, sondern dass Energiespeichern auch auf anderen Ebenen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfung, insbesondere auch auf Netzebene und auf Endkundenebene Anwendungsmöglichkeiten haben könnten.

Rechtliche Vorgaben für PSW müssen in diesem Gesamtkontext gesehen werden. Für die Ergebnisse und Handlungsempfehlungen dieses Rechtsgutachtens bedeutet dies, dass bei der Weiterentwicklung spezifischer Regelungen für PSW immer zu berücksichtigen ist, ob und für welche **Technologien mit vergleichbarer Funktion** solche Regelungen ebenfalls gelten sollten, ob ggf. Modifikationen erforderlich sind, und ob sich bestimmte rechtliche Vorgaben auf den Einsatz des Speichers auf allen Wertschöpfungsebenen oder nur in bestimmten Bereichen, etwa im Großhandel und auf dem Systemdienstleistungsmarkt beziehen. Zudem muss wegen der zwingenden Vorgaben zur **Entflechtung** des Netzes von den Wettbewerbsbereichen im geltenden Ordnungsrahmen immer eine grundlegende Entscheidung zur **Zuordnung eines Speichers** zu dem einen oder anderen Bereich getroffen werden. Dies ist nach der gegenwärtigen Einschätzung der Marktakteure eindeutig der Erzeugungsbereich.

Mit Blick auf die **Vermarktung von PSW-Strom** besteht die Herausforderung darin, dass es hierfür **keine besonderen rechtlichen Regelungen** gibt. Wir legen für die Zwecke dieser Studie zugrunde, dass sich PSW am Markt finanzieren müssen, und dass es im Prinzip auch keine besonderen Regelungen für die Vermarktung geben soll. Dies entspricht auch der Einschätzung der Marktakteure, mit denen die Gutachter anlässlich eines Workshops insbesondere die Themen der grenzüberschreitenden Vermarktung von PSW-Strom aus der Sicht der

Netzbetreiber und der PSW-Betreiber diskutiert haben.⁴ Die mögliche Finanzierung durch regulierte Erlöse, etwa im Rahmen eines - wie auch immer im Einzelnen ausgestalteten - Kapazitätsmarktes, untersuchen wir auftragsgemäß nicht.

II. GANG DER DARSTELLUNG UND UNTERSUCHUNGSZIEL

Diese rechtliche Studie ist in zwei große Teile gegliedert: In **einem ersten Teil** werden die jeweiligen rechtlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von PSW in Deutschland, Österreich und der Schweiz für bestehende und noch zu errichtende PSW dargestellt und verglichen. Auf der Grundlage dieses Vergleichs wird möglicher rechtlicher Anpassungsbedarf aufgezeichnet. Diese Bestandsaufnahme umfasst die sektorspezifischen Rahmenbedingungen für den Betrieb von PSW in umfassender Weise, setzt aber Schwerpunkte in Bezug auf die **rechtlichen Vorgaben zur Kosten- und Erlösseite für den Betrieb von PSW**. Hier werden insbesondere die Erhebung von Netzentgelten, Umlagen, Steuern und Abgaben betrachtet. Auch ist die Vergütung für PSW im Rahmen des Redispatching und der Netzreserve Gegenstand der Ausarbeitung. Dieser Bestandsaufnahme folgt eine umfassende Analyse darüber, wie PSW angesichts ihrer Doppelrolle als Erzeuger einerseits und Letzt- bzw. Endverbraucher andererseits in den DACH-Ländern jeweils energiewirtschaftsrechtlich eingeordnet sind.

Der zweite Teil der Studie analysiert die rechtlichen Vorgaben für die **grenzüberschreitende Vermarktung von PSW-Strom**. Hier wird zum einen der Rechtsrahmen für die grenzüberschreitende Teilnahme von PSW-Betreibern am allgemeinen **Stromgroßhandelsmarkt** beschrieben und auf mögliche Einschränkungen des grenzüberschreitenden Handels hin untersucht. Zum anderen werden die Bedingungen näher betrachtet, unter denen PSW am **grenzüberschreitenden Regelenergiemarkt** eingesetzt werden können bzw. in Zukunft eingesetzt werden könnten.

Da für jegliche Vermarktung netzseitig die **Nutzung von Grenzkuppelkapazitäten** erforderlich ist, stellen wir der Betrachtung der beiden Vermarktungswege eine Analyse der Verfahren voran, nach denen im Verhältnis zwischen den DACH-Ländern Grenzkuppelkapazitäten vergeben werden. Da in der Praxis über sogenannte „implizite Auktionen“ im Rahmen der Marktkopplung („Market Coupling“) der grenzüberschreitende Stromhandel mit der grenzüberschreitenden Kapazitätsvergabe untrennbar verknüpft wird, lässt sich in der Darstellung die Trennung zwischen der Netz- und der Handelsseite allerdings nicht durchgehend einhalten.

In rechtlicher Hinsicht finden sich im ersten Teil der Studie die Analysen der **nationalen Rechte der DACH-Länder**, während im zweiten Teil der Studie ganz überwiegend **sektorspezifisches Unionsrecht** sowie **internationale Verträge und Kooperationsvereinba-**

⁴ Im Rahmen dieser Studie haben die Gutachter im Auftrag des BMWi einen Workshop mit Marktakteuren veranstaltet, der am 14.08.2013 in Berlin stattfand.

rungen betrachtet werden. Nationales Recht, das die grenzüberschreitende Vermarktung von PSW-Strom betrifft, untersuchen wir nur dahin gehend, ob es den grenzüberschreitenden Stromhandel möglicherweise einschränken könnte und daher eventuell nicht mit unionsrechtlichen Vorgaben vereinbar ist.

III. ZUSAMMENFASSUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Nachfolgend fassen wir die wesentlichen Ergebnisse der rechtlichen Analyse zusammen. Anschließend stellen wir konkrete Handlungsempfehlungen dar. Wegen der trilateralen Dimension dieser Studie beziehen sich diese Handlungsempfehlungen nicht nur auf den deutschen Ordnungsrahmen, sondern teilweise auch auf Maßnahmen, die auf Unionsebene oder von den DACH-Ländern gemeinsam vorgenommen werden könnten.

1. ERGEBNISSE

Allgemeine Erkenntnisse

- In den Rechtsordnungen der DACH-Länder besteht **kein „Sonderrecht“ für PSW**. Der Betrieb von PSW und die Vermarktung von PSW-Strom richtet sich grundsätzlich nach den **allgemeinen nationalen und europäischen Regelungen** insbesondere des sektorspezifischen Regulierungsrechts.
- Dies gilt insbesondere für die Vermarktung von PSW-Strom, die den allgemeinen Regeln des Großhandelsmarkts für Elektrizität und den allgemeinen Regelungen für die Vermarktung von Systemdienstleistungen, insbesondere von Regelenergie folgt.
- Es gibt in allen drei betrachteten Rechtsordnungen nur wenige Regelungen, die speziell an PSW adressiert sind. Bei diesen handelt es sich fast ausschließlich um **Ausnahmen für PSW von finanziellen Belastungen für Erzeuger**, wie etwa die Behandlung von PSW in Bezug auf Netzentgelte, Steuern und in Österreich in Bezug auf Ausgleichszahlungen aufgrund von Redispatching-Maßnahmen der ÜNB.
- Die unionsrechtlichen Vorgaben würden in der Schweiz nur dann gelten, wenn entweder ein **Energieabkommen** zwischen der Schweiz und der Europäischen Union unterzeichnet würde, oder die Schweiz das sektorspezifische Unionsrecht über nationale Legislativakte verbindlich machen würde. Zwar wirkt Swissgrid im Rahmen der ENTSO-E an der Erarbeitung insbesondere der Regelungen für die grenzüberschreitende Netznutzung mit. Dennoch laufen die Pflichten der Swissgrid gegenüber Schweizer Marktakteuren, z.B. gegenüber in der Schweiz belegenen PSW-Betreibern, und gegenüber Marktakteuren in den EU-Ländern Deutschland und Österreich derzeit nicht synchron. Dies könnte aus der Sicht der EU-Mitgliedstaaten Investitionen in PSW hemmen, die in der Schweiz belegen sind.

Energiewirtschaftsrechtliche Einordnung von PSW

- Weder das Unionsrecht noch die nationalen Rechte kennen bislang eine eigenständige **energierechtliche Kategorie der Speicherung von elektrischer Energie**, die der entsprechenden energiewirtschaftlichen Wertschöpfungsstufe entspricht. Daher werden PSW im geltenden Ordnungsrahmen auch nicht als funktionale Stromspeicher eingeordnet, sondern verbleiben grds. in einer **Doppelrolle als Erzeuger und Letzt- bzw. Endverbraucher**. Nur der Schweizer Gesetzgeber hat gesetzlich explizit bestimmt, dass PSW keine Letztverbraucher sind.
- Der Rechtsrahmen für Speicher von elektrischer Energie im Allgemeinen wie von PSW im Besonderen ist (noch) nicht ausgeformt. Speicher für elektrische Energie werden – im Gegensatz zu Gasspeichern – in keinem der DACH-Länder als eigene Wertschöpfungsstufe behandelt.
- Daraus folgt, dass die nationalen Rechtsordnungen in **systematischer Sicht nur punktuelle Regelungen zu PSW** vorsehen. Insbesondere nimmt keine der betrachteten Rechtsordnungen eine klare gesetzliche Einordnung von PSW in das jeweilige energiewirtschaftsrechtliche Gesamtsystem vor. Dies gilt für alle Speicherarten für elektrische Energie. **Ausnahme** ist wiederum die **Schweiz**, in der gesetzlich bestimmt ist, dass **PSW keine Letztverbraucher** sind.
- Ein erster Ansatz für eine gesonderte rechtliche Abbildung von Energiespeichern findet sich im deutschen Recht, das den **Begriff der „Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie“** eingeführt hat. Daran sind allerdings derzeit noch keine besonderen Rechtsfolgen geknüpft; die Rechte und Pflichten solcher Betreiber von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie laufen mit den Rechten und Pflichten von Erzeugern parallel.
- Der Vergleich der Rechtsordnungen zeigt, dass in Österreich die meisten Regelungen und in der Schweiz die wenigsten Regelungen existieren, die einen konkreten Bezug zu PSW aufweisen. Dabei sind die Regelungen, die speziell an PSW adressiert sind, vornehmlich in jüngeren Novellen in die jeweiligen Gesetze und Verordnungen aufgenommen worden. Zwar gelten auch für PSW in Österreich grundsätzlich die allgemeinen Regeln. Aus den (noch) sehr vereinzelt gebliebenen Regelungen ergeben sich dennoch erste Ansätze einer besonderen Behandlung von PSW, die von den allgemeinen Regelungen abweichen.
- Jede Rechtsordnung der drei DACH Länder enthält die klassischen energiewirtschaftsrechtlichen Kategorien der End- bzw. Letztverbraucher und der Elektrizitätserzeuger. Die den **PSW** innewohnende **Doppelrolle** führt dazu, dass ihnen grundsätzlich sowohl die finanziellen Belastungen der Netznutzer bzw. der Endverbraucher als auch die Pflichten als Erzeugungsanlagen auferlegt werden. Der geltende Rechtsrahmen berücksichtigt die Doppelrolle eines PSW als Erzeuger und Letztverbraucher/Endverbraucher bzw. Entnehmer nur unzureichend, da er **keine Differenzierung der netzdienlichen Funktion einerseits und netzbelastenden Funktion an-**

dererseits vornimmt. Der Rechtsrahmen schafft daher auch kaum Anreize für den netzdienlichen Einsatz von PSW.

- Für alle betrachteten Rechtsordnungen gilt, dass PSW nach geltendem Recht **nicht als Teil der Netzinfrastruktur** eingeordnet werden können. Diesbezüglich besteht im derzeitigen Rechtsrahmen ein Unterschied zwischen PSW als Speicher für elektrische Energie und Gasspeichern, welche unter bestimmten Voraussetzungen als Teil der Netzinfrastruktur verstanden werden können. Es erscheint denkbar, dass in einem künftigen Ordnungsrahmen auch Energiespeicher mit einer ausschließlich netzdienlichen Funktion zum Netz gehören werden; nach bisheriger Einschätzung würde dies aber PSW nicht umfassen.
- Eine Zuordnung von PSW zur Netzinfrastruktur wäre nach der unionsrechtlich vorgegebenen Trennung von Netz und Erzeugung nur denkbar, wenn PSW ausschließlich dem Netzbereich zugeordnet würden und Strom nicht mehr am Großhandelsmarkt vermarkten würden, was unserer Kenntnis nach nicht den gegenwärtigen Vorstellungen der Marktteilnehmer entspricht. Die Konsequenz einer Einordnung von PSW als Teil der Netzinfrastruktur wäre im Übrigen, dass PSW dann auch der staatlichen Bedarfsplanung für Stromnetze unterfallen würden; dies würde eine grundlegende ordnungspolitische Entscheidung erfordern.
- Für andere Arten von Energiespeichern wäre eine klare Zuordnung zum Netzbereich eher denkbar; diese Fragestellung war jedoch nicht Gegenstand dieser Pumpspeicherstudie.

PSW im Recht der Erneuerbaren Energien

- In Bezug auf die nationalen Regelungen zur Förderung Erneuerbarer Energien gilt, dass PSW qua gesetzlicher Definition lediglich in Österreich nicht zur **Kategorie der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien** gezählt werden, während sich in Deutschland und in der Schweiz PSW in der Regel (nur) aus tatsächlichen Gründen nicht als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien einordnen lassen.
- Solange jedoch der Bezugsstrom nicht ausschließlich aus Erneuerbaren Energien besteht, ist dieser Umstand für den Betrieb von PSW in den einzelnen Ländern von eher untergeordneter Bedeutung.

Energiespezifische finanzielle Belastungen für PSW (Netzentgelte; EEG-Umlage; Stromsteuer)

- Beim Vergleich des Rechtsrahmens für PSW in Deutschland, Österreich und der Schweiz fällt auf, dass PSW in Deutschland und Österreich dem Grunde nach zur **Zahlung von Netzentgelten** verpflichtet sind, während dies in der Schweiz nicht der Fall ist. Dabei haben PSW in Deutschland – anders als in Österreich – nur für den Entnahmevorgang, nicht aber für die Einspeisung Netzentgelte zu entrichten.

- Nach der gegenwärtigen Rechtslage ist in **Deutschland** im Hinblick auf die Verpflichtung zur Entrichtung von Netzentgelten zwischen **drei unterschiedlichen Kategorien von PSW** zu unterscheiden, nämlich zwischen neu errichteten PSW, modernisierten PSW und Bestandsanlagen. Neu errichtete PSW sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme von den Netzentgelten befreit. Modernisierte PSW sind für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme von den Netzentgelten befreit. Betreiber von PSW-Bestandsanlagen können mit den Netzbetreibern ein individuelles Netzentgelt vereinbaren.
- In **Österreich** ist im Hinblick auf die Verpflichtung zur Entrichtung von Netzentgelten nach der gegenwärtigen Rechtslage zwischen **zwei Kategorien** von PSW zu unterscheiden, nämlich zwischen Bestandsanlagen und neu errichteten PSW. Bestandsanlagen müssen sowohl für den Lade- als auch für den Entladevorgang Systemnutzungsentgelte entrichten. Für den bezogenen Pumpstrom sind Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten. Für den eingespeisten Strom sind Netzverlustentgelte und Systemdienstleistungsentgelte zu entrichten. Neu errichtete PSW haben keine Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten. Sie haben aber für das Einspeisen von Strom ein Systemdienstleistungsentgelt zu entrichten.
- Da jedes der betrachteten Länder zur **Finanzierung der Förderung Erneuerbarer Energien** eine Wälzung der Kosten auf die Letztverbraucher vorsieht, besteht für PSW grundsätzlich auch diesbezüglich eine finanzielle Belastung. Lediglich in der Schweiz müssen PSW diese Umlage nicht entrichten, da sie dort nicht als Letztverbraucher eingeordnet werden. In Deutschland war hingegen eine spezifische Ausnahmeregelung für PSW erforderlich. Österreichs Rechtslage sieht aktuell keine ausdrückliche Befreiung vor. Allerdings ist der Ökostromförderbeitrag im Verhältnis zu den jeweils zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten zu leisten. Da neu errichtete PSW von den Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten für den Bezug elektrischer Energie bis Ende 2020 befreit sind, besteht noch keine Rechtssicherheit darüber, ob PSW zur Zahlung der Umlage verpflichtet bleiben. Bestandsanlagen sind hingegen verpflichtet, einen Ökostromförderbeitrag zu entrichten.
- Sowohl Deutschland als auch Österreich nehmen PSW von der Zahlung einer Stromsteuer aus. Die Schweiz erhebt bislang keine zusätzliche - der deutschen Stromsteuer oder der österreichischen Elektrizitätsabgabe vergleichbare - Steuer oder Abgabe.

Finanzielle Belastungen für PSW aus dem Wasserrecht (Wassernutzungs- bzw. -entnahmeentgelte)

- Die rechtlichen Regelungen über die Verpflichtung von PSW zur Entrichtung von **Wassernutzungsentgelten** bzw. **Wasserentnahmeentgelten** sind in den drei Ländern äußerst uneinheitlich. Der zentrale Unterschied zwischen Deutschland und der Schweiz einerseits und Österreich andererseits besteht darin, dass der Wasserbezug durch PSW in Österreich nicht entgeltspflichtig ist. Aber auch die Regelungen in Deutschland und der Schweiz über die Verpflichtung zur Entrichtung von Wassernutzungsentgelten bzw. Wasserentnahmeentgelten unterscheiden sich in systemati-

scher Weise, hinsichtlich der Kompetenzen und der Höhe der Wassernutzungsentgelte bzw. Wasserentnahmeentgelte. Selbst die jeweilige innerstaatliche Ausgestaltung ist nicht einheitlich und wird in den einzelnen Bundesländern und Kantonen unterschiedlich gehandhabt.

- Die Erhebung von Wassernutzungsentgelten bzw. Wasserentnahmeentgelten ist letztendlich **kein sektorspezifisches Steuerungsinstrument** für den Betrieb von PSW am Energiemarkt, sondern gründet im Wasser- und Umweltrecht. Sie folgt anderen Gründen als die energiewirtschaftsrechtliche Behandlung von PSW. Eine Harmonisierung erscheint vor dem Hintergrund der äußerst heterogenen Rechtslage nur schwer vorstellbar.
- In Zukunft könnten allerdings vor dem Hintergrund des **Unionsrechts** zumindest Deutschland und Österreich verpflichtet sein, flächendeckend Wassernutzungsentgelte bzw. Wasserentnahmeentgelte zu erheben. Die gegenwärtige jeweilige länderspezifische Ausgestaltung der Wassernutzungs- bzw. Wasserentnahmeentgelte könnte mit den unionsrechtlichen Vorgaben kollidieren. Die EU-Kommission hat diesbezüglich sowohl gegen Deutschland als auch gegen Österreich ein Vertragsverletzungsverfahren wegen Verstoß gegen die RL 2000/60/EG eingeleitet.
- Es entzieht sich einer rechtlichen Würdigung, welche Auswirkungen die unterschiedlichen Regelungsstrukturen und die unterschiedlichen Höhen der Wassernutzungsentgelte bzw. Wasserentnahmeentgelte auf die grenzüberschreitende Nutzung von PSW haben können, und welche wirtschaftliche Bedeutung dieser Kostenposition im Verhältnis zu den energiespezifischen Belastungen zukommt.

Rechtliche Vorgaben für PSW zur Gewährleistung der Systemsicherheit

- PSW unterliegen im Verhältnis zu dem Netzbetreiber, an dessen Übertragungsnetz sie angeschlossen sind, wie auch andere Erzeuger, Maßnahmen des **Redispatching**, die zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich sind.
- Im **deutschen Recht** sind die Rechte der betroffenen PSW über **Festlegungen der nationalen Regulierungsbehörde** ausgestaltet. In diesen behördlichen Vorgaben fehlen Regelungen, die die **spezifischen technischen Besonderheiten** von PSW berücksichtigen. Denn die Fahrweise von PSW weicht naturgemäß erheblich von der Fahrweise konventioneller Erzeugungsanlagen ab.
- In **Österreich** hängen die gesetzlichen Eingriffsrechte des Regelzonenbetreibers APG im Rahmen eines Redispatching davon ab, dass der Erzeuger keinen Vertrag mit der APG hierüber abgeschlossen hat. Die Vergütung wird grundsätzlich vertraglich geregelt; mangels vertraglicher Vereinbarung sieht die NetzengpassmanagementVO spezielle Vergütungsregelungen für PSW vor. Diese unterscheiden zwischen dem Turbinen- und dem Pumpbetrieb und nehmen für die Bemessung der Vergütung Bezug auf „geeignete Marktpreise“ (Börsenpreis Base, Peak oder Stunden), wobei die Verordnung einen Pumpwirkungsgrad von 70% unterstellt.

- Auch im **Schweizer Recht** hängen die gesetzlichen Eingriffsrechte des Regelzonenbetreibers Swissgrid davon ab, dass der Erzeuger mit Swissgrid keine vertragliche Vereinbarung zum Redispatching getroffen hat. Diese Vereinbarungen sind standardisiert und sehen in einem Anhang vor, dass die von Swissgrid angewiesenen Speicherkraftwerke im Falle des Rückfahrens 70% des jeweils aktuell gültigen SwissIX-Stundenpreises bei positivem SwissIX zahlen und 130% bei negativem SwissIX erhalten. Die StromVG enthält keine besondere Regelung zur Vergütung von PSW.
- Nur im deutschen Recht gibt es besondere rechtliche Regelungen zur sogenannten „**Netzreserve**“. Diesen unterliegen grundsätzlich auch PSW als Reservekraftwerke. PSW-spezifische Anwendungsprobleme gibt es mit diesen neuen Regelungen unserer Kenntnis nach noch nicht; dies sollte sorgfältig beobachtet werden.
- Die ebenfalls nur im deutschen Recht vorhandene neue Regulierung zu **abschaltbaren Lasten** zielt auf industrielle Großverbraucher und ist auf PSW nicht anwendbar.

Rechtsrahmen für die grenzüberschreitende Vermarktung von PSW-Strom

- Für die **grenzüberschreitende Vermarktung** von PSW-Strom bestehen grundsätzlich keine expliziten, rechtlichen Vorgaben. Der Stromgroßhandel gehört zum **wettbewerblichen Bereich**, der nicht reguliert ist.
- Allerdings kann der grenzüberschreitende Stromaustausch nur stattfinden, wenn die ÜNB in den angrenzenden Ländern eng zusammenarbeiten, um die Abwicklung der Handelstransaktionen zu ermöglichen. Hier geht es insbesondere um den diskriminierungsfreien **Zugang zu den Kapazitäten der Grenzkuppelstellen** in den Übertragungsnetzen, mithin um das Engpassmanagement, sowie um den Informationsaustausch zwischen den beteiligten ÜNB.
- Diese **grenzüberschreitende Zusammenarbeit** der ÜNB ist einerseits über freiwillige, vertragliche Vereinbarungen zwischen den beteiligten ÜNB und auch zwischen ÜNB und Anlagenbetreibern rechtlich ausgestaltet. Die bestehenden Regelungen ermöglichen grundsätzlich die grenzüberschreitende Vermarktung von Strom, so dass insoweit keine rechtlichen Hindernisse für die Vermarktung von PSW-Strom bestehen.
- Es bestehen allenfalls **faktische Begrenzungen**, die sich insbesondere aus den Vorlaufzeiten für die Anmeldung grenzüberschreitender Handelstransaktionen bei den ÜNB ergeben. Diese haben ihre Grundlage im Operation Handbook des ENTSO-E, das als freiwillige Branchenvereinbarung ohne rechtlich bindende Wirkung zu qualifizieren ist. Eine Änderung der bestehenden Praxis wäre aus rechtlicher Sicht daher möglich.
- Auch die geltenden Regelungen der **EU-Stromhandelsverordnung** sehen grenzüberschreitende Zusammenarbeitspflichten der ÜNB insbesondere in Bezug auf das **Engpassmanagement** und die **Intraday-Kapazitätsvergabe** vor. Wie sich die gel-

tenden Regelungen in der Praxis bewähren, haben die Regulierungsbehörden zu bewerten. Hier bestehen über das **Monitoring** Ansatzpunkte, die Optimierung der vorhandenen Prozesse anzuschließen. Welche Verfahrensweisen in der praktischen Abwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels zwischen den DACH-Ländern hier in tatsächlicher Hinsicht verbessert werden könnten, kann nicht Gegenstand dieses Rechtsgutachtens sein; hier wäre eine gesonderte Evaluierung vorstellbar.

2. HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

- Da sich der Betrieb von PSW und die Vermarktung von PSW-Strom überwiegend nach **allgemeinen Regelungen** richtet, ist zunächst sicherzustellen, dass durch die Anwendung der allgemeinen Regelungen keine Belastungen für PSW entstehen, die PSW im Verhältnis zu anderen Marktakteuren nachteilig behandeln. Diese Pflicht ist im Energierecht als **Grundsatz der Nicht-Diskriminierung** bereits verankert, so dass hier kein rechtlicher Handlungsbedarf besteht. Handlungsmöglichkeiten sehen wir insbesondere über ein sorgfältiges und kontinuierliches Monitoring aller zuständigen Behörden, insbesondere durch die **Regulierungs- und Kartellbehörden** auf nationaler und europäischer Ebene.
- Dabei ist vor allem zu gewährleisten, dass PSW aufgrund ihrer Doppelrolle als Erzeuger und Letztverbraucher von Strom durch energierechtliche Entgelte, Umlagen und Abgaben ggf. **keine Doppelbelastungen** erfahren, zumindest keine solchen Doppelbelastungen, die nicht vom Gesetzgeber intendiert sind, sondern ausschließlich dem Umstand geschuldet sind, dass PSW eine Doppelrolle als Erzeuger und als Letztverbraucher innehaben.
- Sollten die Gesetzgeber weitere konkrete Regelungen für PSW schaffen oder die bestehenden Regelungen ergänzen, ist jeweils zu prüfen, inwieweit sich diese auch auf **andere Energiespeicher** beziehen sollten. Denn zur Vermeidung potenzieller Diskriminierungen erscheinen uns generelle Vorgaben für alle Technologien sinnvoll, die funktional der „Stromspeicherung“ dienen.
- Bei einer solchen Fortentwicklung ist die **Vereinbarkeit mit Unionsrecht**, insbesondere mit dem **Beihilfenrecht** zu berücksichtigen. So könnte etwa im Rahmen der von der EU-Kommission vorgelegten Entwürfe der überarbeiteten Umweltbeihilfen die Rolle von Stromspeichern weiter ausgeformt werden. Dies zu vertiefen war nicht Gegenstand dieser Pumpspeicherstudie.
- Die Einführung von Legaldefinitionen für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie könnte einen Ansatzpunkt darstellen, um in den nationalen Rechten die **Wertschöpfungsstufe der „Stromspeicherung“** mit ihren Besonderheiten zu berücksichtigen. Hier wäre allerdings eine **Fortentwicklung des Unionsrechts**, mithin des dritten Binnenmarktpakets sinnvoll, um eine rechtliche Einordnung der Energiespeicherung europaweit zu verankern.

- Bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt könnte eine **Legaldefinition** in den nationalen Energiegesetzen (EnWG, EIWOG bzw. StromVG und StromVV) dazu beitragen, einen konsistenten rechtlichen Ansatzpunkt für allfällige Regelungen über die Behandlung von „Stromspeichern“ zu begründen. So könnte der im deutschen Recht bereits vorhandene Begriff der „Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie“ im EnWG legaldefiniert werden, wenn solchen Speicheranlagen z.B. mit Blick auf die Systemstabilität besondere Rechte und Pflichten verliehen werden sollen, um diese von den allgemeinen Erzeugungsanlagen abzugrenzen.
- Für den deutschen Rechtsrahmen empfiehlt es sich zudem, die Begriffsdefinitionen im EnWG und im EEG zu konsolidieren.
- Die jeweiligen Gesetzgeber könnten die bestehenden rudimentären Ansätze künftig konzeptionell zu einem in sich **geschlossenen System** weiterentwickeln und damit für PSW eine **spezifische energiewirtschaftliche Rolle** entwickeln. Im Hinblick auf die grenzüberschreitende Nutzung von PSW ist hervorzuheben, dass sowohl die Gerichte als auch der Gesetzgeber sich in Deutschland und Österreich bei der Festlegung, dass PSW als Letztverbraucher Netzentgelte zu entrichten haben, ausdrücklich auf die Situation in den jeweiligen Nachbarländern bezogen haben, so dass eine langfristige Harmonisierung insofern bereits vorgezeichnet erscheint.
- Soweit PSW einen erwünschten Beitrag zur Systemstabilität und damit zur Versorgungssicherheit („**Netzdienlichkeit**“) leisten, sollte dies angemessen berücksichtigt werden. Diese gilt jedoch im Grundsatz für alle Technologien und Maßnahmen, die Flexibilität bereitstellen und damit einen wichtigen Beitrag zur Integration der Erneuerbaren Energien leisten. Denn obwohl PSW hier einen wichtigen Beitrag liefern und ihre Technologie seit Jahrzehnten erprobt ist, stellen sie nur einen unter vielen denkbaren „Bausteinen“ in einem neuen System von Speichertechnologien dar.
- Es ist denkbar - wenngleich nicht einfach umzusetzen - dass der Rechtsrahmen eine Trennung des **netzdienlichen von einem netzbelastenden Einsatz von PSW** vorsieht. Eine entsprechende Berücksichtigung ist vor allem über eine grundlegende **Neukonzeption des Netzentgeltsystems** vorstellbar; so könnte am Ende eines Jahres die Vermarktung von PSW-Strom am allgemeinen Großhandelsmarkt zu der Vermarktung am Systemdienstleistungsmarkt ins Verhältnis gesetzt werden und die Kostenbelastung nachträglich angepasst werden. Eine nähere Analyse wäre allerdings nicht rechtlicher Art und ist daher nicht Gegenstand dieser Pumpspeicherstudie.
- Die Energiespeicherung befindet sich noch in der Entwicklung. Das **Zusammenspiel mit anderen Flexibilitätslösungen** ist komplex (Energiespeicher, Demand-Side-Management, Power-to-Gas, Power-to-Heat, Fortentwicklung der Systemdienstleistungsmärkte, evtl. Kapazitätsmärkte und Etablierung eines neuen „Marktdesigns“). Daher sind punktuelle Regelungen angesichts des derzeitigen Stands der Rechtsentwicklung als Übergangsregime auch weiterhin sinnvoll.

- Da in Bezug auf die grenzüberschreitende Vermarktung von PSW-Strom **keine grundsätzlichen Hindernisse rechtlicher Art** bestehen, sollte ein Austausch mit den betroffenen nationalen Regulierungsbehörden darüber erfolgen, ob und wie im Rahmen der Genehmigung von Verfahren des Informationsaustauschs nach der StromhandelsVO faktische Handelshemmnisse, die auf den gegenwärtigen Praktiken des Informationsaustauschs beruhen könnten (Mindestvorlaufzeiten) begrenzt oder ausgeräumt werden können. Rechtlicher Ansatzpunkt für die Einbeziehung der deutschen und österreichischen Regulierungsbehörden ist, dass diese die Engpassmanagementmethoden in regelmäßigen Abständen zu bewerten haben.
- Parallel hierzu empfehlen wir einen **Austausch mit der EU-Kommission** zu diesen Fragen mit dem Ziel, identifizierte **faktische Erschwernisse des Handels**, z.B. zu Mindestvorlaufzeiten für grenzüberschreitende Transaktionen, über konkrete Vorschläge und Empfehlungen in die zu verfassenden Berichte zur StromhandelsVO aufzunehmen und ggf. in die **Erarbeitung der Netzkodizes** einfließen zu lassen. Nach dem Meinungsaustausch auf dem Workshop am 14. August 2013 in Berlin dürfte es über eine **Verkürzung der Vorlaufzeiten** und ggf. durch eine weitere Optimierung der grenzüberschreitenden Abläufe grundsätzlich möglich sein, einen ¼-Stunden-Handel zwischen den drei Ländern auch grenzüberschreitend zu ermöglichen. Dies würde PSW-Betreibern unmittelbar zugute kommen.
- Diese Empfehlungen sind vor dem Hintergrund zu sehen, dass sich die ÜNB auf Unionsebene, aber auch im **bilateralen und multilateralen Austausch** bereits seit einigen Jahren intensiv mit diesen Themen befassen, und dass eine Verbesserung des grenzüberschreitenden - insbesondere kurzfristigen - Stromhandels in technischer und praktischer Sicht eine komplexe Aufgabe ist, die durch rechtliche Vorgaben nicht zwingend beschleunigt werden kann.
- Soweit Verbesserungen des grenzüberschreitenden Stromhandels **Investitionen der ÜNB** erfordern (z.B. in Bezug auf IT-Systeme), wären Anreize in den jeweiligen nationalen Regulierungssystemen sinnvoll, wonach solche Investitionen in der Weise anerkannt würden, dass die Netzbetreiber die entsprechenden Kosten auf die Netzentgelte umlegen könnten; hierbei ist allerdings immer zu berücksichtigen, in welchem Maße sich dies auf die finanziellen Belastungen für die Endkunden auswirkt und inwieweit dies politisch gewünscht ist.
- Ein über europäische Prozesse erfolgreicher Neuzuschnitt der derzeitigen Stromgebotszonen in Europa würde, soweit er zu Veränderungen dann auch bei der bisher einheitlichen Stromgebotszone Deutschland-Österreich führt, Auswirkungen auch auf die grenzüberschreitende Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken zwischen diesen beiden Ländern haben. Entsprechende Folgen wären daher vertieft zu untersuchen und in die dann vor einem solchen Schritt notwendige Gesamtbewertung mit einzu beziehen. Es ist zu empfehlen, dass Deutschland und Österreich als EU-Mitgliedstaaten die entsprechenden **Gremien der ENTSO-E, der ACER und der EU-Kommission**, die sich mit der Erarbeitung des **Netzkodex Electricity Balancing** be-

fassen, soweit wie möglich unterstützen. Die Angleichung und Kohärenz der Rechtsvorschriften, des Regulierungsrahmens und des technischen Rahmens ist ein wichtiger Schritt auf dem Weg zu einer Verbesserung der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit im Energiebinnenmarkt. Je schneller diese Angleichung gelingt, desto eher werden auch die Regelenergiemärkte zusammenwachsen, wovon dann wiederum Betreiber von PSW profitieren. Auch diese Handlungsempfehlung betrifft nicht die konkrete Fortentwicklung des bestehenden Rechtsrahmens, sondern die Unterstützung des Weges, der zu einer Harmonisierung der hier betrachteten Regelungen führt. Diese ist auf dem Gebiet der Regelenergie von besonderer Bedeutung, weil ein funktionierender, grenzüberschreitender Regelenergiemarkt unter Einbeziehung von PSW letztendlich zur Versorgungssicherheit in den DACH-Ländern beiträgt.

- Die **nationalen Regulierungsbehörden** sind dafür zuständig, die Umsetzung bzw. den Vollzug der StromhandelsVO durch die Marktteilnehmer zu überwachen (Art. 19 StromhandelsVO i.V.m. z.B. § 56 EnWG für das deutsche Recht). Parallel hierzu beobachtet die EU-Kommission die Anwendung der Verordnung unter dem Blickwinkel der unionsweiten Entwicklung des grenzüberschreitenden Handels im Rahmen des Elektrizitätsbinnenmarkts (Art. 24 StromhandelsVO). Hierzu erstellt sie Berichte, die geeignete Vorschläge und Empfehlungen enthalten können. Hier könnte die Politik als Zielvorgabe die Fortentwicklung des Kurzfristhandels in die Diskussion einspeisen. Auch könnte gegenüber den Regulierungsbehörden und der EU-Kommission die damit verbundene **Corporate Governance-Thematik** aufgegriffen werden. Es könnte ein trilaterales Forum angeregt werden, in dem über Zuständigkeiten der beteiligten ÜNB der DACH-Länder gesprochen wird. Letztendlich kann die Politik hier aber nur einen Rahmen vorgeben, um die bereits in Gang befindliche Praxis des grenzüberschreitenden Kurzfristhandels weiter fortzuentwickeln.
- Sollte ein Energieabkommen zwischen der EU und der Schweiz abgeschlossen werden, was zur Förderung der grenzüberschreitenden PSW-Nutzung sinnvoll wäre, so wäre es ratsam, gleichzeitig im Schweizer Recht klarzustellen, dass **Art. 8 WRG** nicht auf die Vermarktung von Strom aus Schweizer PSW nach Deutschland oder Österreich anwendbar ist. Diese Vorschrift schränkt den Export von aus einem Gewässer erzeugter elektrischer Energie ins Ausland ein, indem dieser einem Bewilligungsvorbehalt unterstellt wird. Diesbezüglich könnten sich wegen allfälliger Streitigkeiten über die Reichweite der unionsrechtlichen Warenverkehrsfreiheit spezifische Handelshemmnisse für die Vermarktung von Strom aus in der Schweiz belegenen PSW ergeben, je nachdem, wie in der Praxis das Bewilligungsverfahren gehandhabt wird.

B. RECHTSRAHMEN FÜR PSW

I. ENERGIEWIRTSCHAFTSRECHTLICHE EINORDNUNG VON PSW

Im sektorspezifischen Regulierungsrecht des Unionsrechts werden PSW nicht erwähnt. Es existieren keine Vorgaben auf der Ebene des Unionsrechts für die Gesetzgeber der Mitgliedsstaaten, auf welche Weise PSW regulatorisch in den jeweiligen Rechtsrahmen einzuordnen sind. Schon an dieser Stelle zeigt sich der Unterschied zwischen Speichern für elektrische Energie und Gasspeichern. Die RL 2009/73/EG enthält spezifische Vorgaben zu Gasspeichern und weist diesen eine spezifische energiewirtschaftliche Rolle zu.

1. LEGALDEFINITION UND BEGRIFFSVERWENDUNG

a) Deutschland

Der Begriff des PSW wird im deutschen Energiewirtschaftsrecht nicht legaldefiniert. Gleiches gilt für die im deutschen Energiewirtschaftsrecht neu eingeführte Kategorie der „Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie“.⁵ Auch sonstige Speicherarten für elektrische Energie, bspw. Druckluftspeicher, Power-to-Gas-Anlagen oder Batteriespeicher, werden nicht legaldefiniert. Auch den einschlägigen Kommentaren und Fach- und Handbüchern lassen sich keine Definitionen zu PSW entnehmen, aus denen sich eine energierechtliche Einordnung ableiten ließe.⁶

Es existieren zwar gerichtliche Entscheidungen, die PSW zum Gegenstand haben. Über eine Beschreibung der technischen Funktion und Betriebsweise von PSW in den Sachverhaltsdarstellungen der Urteile hinaus enthalten diese aber keine energiewirtschaftsrechtlichen Definitionen und Begriffsbestimmungen.⁷

aa) EnWG

Es findet sich eine Legaldefinition der Speicheranlage in § 3 Nr. 31 EnWG. Hiernach ist eine Speicheranlage eine einem Gasversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Gas. Speicheranlagen i.S.d. EnWG sind insofern nur Gasspeicher, die Legaldefinition der Speicheranlage ist auf PSW nicht anwendbar.⁸

PSW sind Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie i.S.d. EnWG.⁹ Allerdings enthält der Begriffskatalog des § 3 EnWG - als dem zentralen energiewirtschaftlichen Gesetz

⁵ Vgl. dazu auch die Ausführungen in Abschnitt B. I. 4 a) Einordnung als Anlagen zur Speicherung von Energie im deutschen Recht.

⁶ Vgl. bspw. Kahle, in: Reshöft, § 23, Rn. 16; Schomerus, in: Frenz/Müggenborg, § 23, Rn. 19; Schütte/Preuß, NVwZ 2012, 535.

⁷ Vgl. etwa OLG Düsseldorf, Beschluss vom 24.09.2008 – VI-3 Kart 5/08 (V), 3 Kart 5/08 (V), juris, Rn. 26.

⁸ Vgl. zur Kategorie im deutschen Recht den Abschnitt B. I. 4 a) cc) Speicheranlagen i.S.d. EnWG.

⁹ Vgl. zur Kategorie der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie i.S.d. EnWG den Abschnitt B. I. 4 a) Einordnung als Anlagen zur Speicherung von Energie im deutschen Recht.

Deutschlands - auch keine Legaldefinition von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie, so dass sich auch dieser Begriff nicht für eine nähere Konkretisierung von PSW heranziehen lässt.

Das EnWG verwendet den Begriff des PSW ausschließlich in den Übergangsregelungen nach § 118 Abs. 6 EnWG. Darüber hinaus enthält das EnWG keine Regelungen, die explizit PSW adressieren.

§ 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG ordnet für neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und § 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG für modernisierte PSW eine befristete Befreiung von den Netzentgelten an.¹⁰ Die Gesetzesbegründung des § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG nennt PSW „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“.¹¹ Sie enthält indes keine Erklärung, was unter einem PSW oder unter einer Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie zu verstehen ist.¹²

Der Gesetzgeber hat die Befreiung von PSW von den Netzentgelten (unter bestimmten Voraussetzungen) durch Einfügung des § 118 Abs. 7 EnWG a.F. erstmalig mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze vom August 2009 eingefügt.¹³ Nach § 118 Abs. 7 EnWG a.F. waren nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete PSW und andere Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die bis zum 31. Dezember 2019 in Betrieb gegangen waren, für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Auch die Gesetzesbegründung zu Vorläuferregelung enthält keine Definition eines Speichers oder eines PSW.¹⁴

§ 118 Abs. 6 EnWG lassen sich indes einzelne Aussagen des Gesetzgebers zu PSW entnehmen. So unterscheidet § 118 Abs. 6 EnWG zwischen drei unterschiedlichen Kategorien von PSW: neu errichteten PSW, modernisierten PSW und Bestandsanlagen. Diese Differenzierung bezieht sich jedoch ausschließlich auf die Verpflichtung von PSW zur Entrichtung von Netzentgelten. Andere Rechtsfolgen sind daran nicht geknüpft; für die allgemeine energiewirtschaftliche Einordnung von PSW folgt aus ihr daher kein erkennbarer Mehrwert.

¹⁰ Vgl. zur Verpflichtung von PSW zur Entrichtung von Netzentgelten und zu den entsprechenden Befreiungen die ausführliche Darstellung in dem Abschnitt B. II. 1 a).

¹¹ Vgl. zur Kategorie der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie i.S.d. EnWG den Abschnitt B. I. 4 a) Einordnung als Anlagen zur Speicherung von Energie im deutschen Recht.

¹² Vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung, BT-Drs. 17/6248, Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP BT-Drs. 17/6072.

¹³ Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze vom 21.08.2009, BGBl. I S. 2870; Geltung ab 26.08.2009. Vgl. dazu auch die Beschlussempfehlung und den Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie BT-Drs. 16/10491 und BR-Drs. 460/09. In dem Gesetzentwurf der Bundesregierung fand sich die Regelung des § 118 Abs. 7 EnWG noch nicht, vgl. BT Drs. 16/12898.

¹⁴ Vgl. auch die kritische Anmerkung des BDEW, wonach der Gesetzestext des § 118 Abs. 7 EnWG a.F. bzw. des § 118 Abs. 6 EnWG erheblichen Interpretationsspielraum bei der Frage zulasse, ob ein Zubau von Pumpspeicherkapazität als Neubau einzustufen und damit von der Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten für zehn Jahre befreit sei. Für einen potentiellen Investor bestehe somit gerade bei Erweiterungen an bestehenden Standorten ein zusätzliches Risiko, dass die Regelung ins Leere laufe, selbst wenn das oben genannte Zeitfenster eingehalten werden könne. Hier sei eine Klarstellung erforderlich, in BDEW, Positionierung zur Netzentgeltspflicht von Stromspeichertechnologien am Beispiel von PSW, S. 3.

Nach § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG wird die Freistellung für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie nur gewährt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem physikalischen Stromspeicher aus einem Elektrizitätsversorgungsnetz entnommen und die zur Auspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Nach der Gesetzesbegründung soll hierdurch klargestellt werden, dass die neu errichteten Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie nur dann von der Freistellung profitieren können, wenn die bezogene Energie auch tatsächlich gespeichert wurde. Auch diese Erklärung des Gesetzgebers hilft für eine allgemeine energiewirtschaftliche Einordnung von PSW nicht weiter.

Die Gesetzesbegründung erklärt zur Einfügung des § 118 Abs. 6 EnWG, dass diese Vorschrift (nur) eine Sonderregelung für neue Pumpspeicherwerke und andere ortsfeste Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie enthalte, nicht aber für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen i.S.v. § 14a EnWG. Gemäß § 14a EnWG haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird.¹⁵ PSW sind keine unterbrechbare Ortseinrichtung i.S.v. § 14a EnWG, weil sie aufgrund ihrer Leistungsgröße sowie aufgrund ihrer Funktion für die Systemstabilität an das Höchstspannungsnetz (380 kV, 220 kV) oder an das Hochspannungsnetz (110 kV) und nicht auf Ebene der Niederspannung an die jeweiligen Elektrizitätsnetze angeschlossen sind. Vor allem aber verbrauchen PSW nicht kontinuierlich, sondern antizyklisch Strom. PSW reagieren – nach dem Einsatzplan ihres Betreibers – eigenständig und aktiv auf Stromschwankungen und nicht passiv, wie unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen.¹⁶

Interessant ist diesem Zusammenhang jedoch, dass in Bezug auf diese Regelung im Gesetzgebungsverfahren diskutiert wurde, dass als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung auch Einrichtungen für die Speicherung von elektrischer Energie gelten sollten.¹⁷ Dies wurde aber nicht weiter verfolgt.

bb) EEG

Gemäß § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG ist eine Anlage i.S.d. EEG jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Im technisch-naturwissenschaftlichen Sinn produziert ein PSW jedoch keine Energie aus einem erneuerbaren Energieträger wie z. B. aus Wind, Sonne oder Erdwärme.

¹⁵ Vgl. dazu auch die Ausführungen in dem Abschnitt B. III. 3. a) bb) Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen.

¹⁶ Vgl. dazu auch die Ausführungen in dem Abschnitt B. III. 3 a) bb) Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen.

¹⁷ Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, BT-Drs. 17/6072, S. 23.

-Der aus dem Betrieb der Generatoren von PSW gewonnene Strom ist weder Strom aus Wasserkraft noch solcher aus erneuerbaren Energien im Sinne von § 3 Nr. 3 EEG. Somit sind PSW auch keine Anlagen im Sinne von § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG.¹⁸ Nach § 3 Nr. 1 Satz 2 gelten als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien jedoch auch solche Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln. Insofern können qua Fiktion in § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG PSW auch als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien gelten.

Der Energiegehalt des im PSW bewegten Wassers ist nicht regenerativ, wenn der zum Pumpen verwendete Strom konventionell erzeugt wurde. Er ist hingegen als regenerativ einzustufen, wenn die für den Pumpvorgang erforderliche Energie aus erneuerbaren Energien stammt.¹⁹ Dies wird auch aus der Systematik der Vergütungsvorschriften deutlich.²⁰ Als Speicher kommen ausweislich der Gesetzesbegründung explizit PSW, Druckluftspeicher, Batteriespeicher oder Lithium-Ionen-Batterien in Betracht.²¹ Dessen ungeachtet enthält der Begriffskatalog des § 3 EEG, wie auch die Gesetzesbegründung, keine Legaldefinition des Begriffes des PSW.²²

Nach § 23 Abs. 5 Satz 1 Nr. 1 EEG2009 galt der Anspruch auf Vergütung nach § 23 Abs. 1 bis 4 EEG nur, wenn der Strom unbeschadet des § 16 Abs. 3 EEG2009 nicht durch Speicherkraftwerke gewonnen worden wurde. Hierzu heißt es in der Gesetzesbegründung: Speicherkraftwerke sind Wasserkraftwerke, deren Zufluss einem oder mehreren Speichern entnommen wird. Ihr Einsatz ist damit weitgehend unabhängig vom zeitlichen Verlauf der Zuflüsse in ihre Speicher. Umfasst werden von diesem Begriff insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, deren Speicher ganz oder teilweise durch gepumptes Wasser (Pumpwasser) gefüllt wird. Geringe zusätzliche Speicher bei Laufwasserkraftwerken bleiben bei der Einordnung unberücksichtigt.²³ Aus dieser Begründung des Gesetzgebers folgt, über eine Beschreibung der technischen Funktion und Betriebsweise von PSW hinaus, jedoch keine energiewirtschaftsrechtliche Definition oder Einordnung.

Gemäß § 16 Abs. 1 Satz 1 EEG müssen die Netzbetreiber Anlagenbetreibern Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien einsetzen, nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 EEG vergüten. Gemäß § 16 Abs. 2 EEG besteht die Verpflichtung nach § 16 Abs. 1 EEG auch dann, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sie sich auf die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in

¹⁸ Ekardt/Henning, in Frenz/Müggenborg, § 3, Rn 48. Der Sachhinweis in der Literatur besteht ein vornehmlich akademischer Streit über die Einordnung von Strom aus Pumpspeicherkraftwerken, vgl. dazu ebenfalls Ekardt/Henning, Rn.44 ff, mit zahlreichen Nachweisen auf die Literatur.

¹⁹ Ekardt/Henning, in: Frenz/Müggenborg, § 3, Rn 44.

²⁰ Vgl. hierzu die Ausführungen in dem Abschnitt B. II. 5. a) Vergütung für die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien im deutschen Recht.

²¹ Gesetzesbegründung zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 65 f.

²² Vgl. BT-Drs. 17/6071, S. 65 f.

²³ BT-Drs. 16/8148, S. 54, vgl. auch die identische Definition in BT-Drs. 15/2864, S. 38.

das Netz eingespeist wird. Als Speicher kommen ausweislich der Gesetzesbegründung explizit Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Batteriespeicher oder Lithium-Ionen-Batterien in Betracht.²⁴ Die Vergütungshöhe bestimmt sich nach der Höhe der Vergütung, die der Netzbetreiber bei einer Einspeisung des Stroms in das Netz ohne Zwischenspeicherung an die Anlagenbetreiberin oder den Anlagenbetreiber zahlen müsste. Zu vergüten ist nach § 16 Abs. 2 Satz 2 EEG auch der Strom, der aus dem Speicher in das Netz ausgespeist wird.

cc) HkNDV

Aufgrund der RL 2009/28/EG ist jeder Mitgliedstaat verpflichtet, ein sogenanntes Herkunftsnachweissystem für Strom aus erneuerbaren Energien einzuführen, um den konkreten Anteil von Energie aus erneuerbaren Energiequellen im Strommix des Versorgers bestimmen zu können. Die HkNDV enthält in § 7 Regelungen für PSW mit natürlichen Zuflüssen. Hiernach werden für die gesamte Strommenge Herkunftsnachweise ausgestellt, die in dem PSW erzeugt wird, abzüglich der Energie, die für den Pumpbetrieb verwendet wird, und unter Berücksichtigung eines angemessenen Faktors für die Energieverluste.

Herkunftsnachweise führen aber nicht zu einem Anspruch auf eine Förderung. Die Frage nach der Vergütung richtet sich ausschließlich nach den Regelungen der §§ 16 ff. EEG.

b) Österreich

Der Begriff des PSW wird in den energiewirtschaftsrechtlichen Gesetzen und Verordnungen Österreichs, die PSW adressieren, nicht legaldefiniert. Weder das EIWOG als zentrales energiewirtschaftliches Gesetz Österreichs enthält in § 7 EIWOG eine Legaldefinition von PSW noch die zur Ausführung der Grundsatzbestimmungen des EIWOG durch die Bundesländer erlassenen Ausführungsgesetze definieren den Begriff des PSW oder den Begriff Speicher von elektrischer Energie.²⁵ Gleiches gilt für sonstige Speicherarten für elektrische Energien, bspw. Druckluftspeicher, Power-to-Gas-Anlagen oder Batteriespeicher. Auch diese Speicher werden weder adressiert noch legaldefiniert.

Allerdings wird auf PSW in mehreren energiewirtschaftlichen Gesetzen und Verordnungen Bezug genommen. Im Vergleich zu Deutschland und der Schweiz findet sich in Österreich mittlerweile die höchste Anzahl von Regelungen, die PSW zum Gegenstand haben. Diese Regelungen sind allesamt in jüngeren Novellen der jeweiligen Gesetze und Verordnungen aufgenommen worden. Zwar gelten für PSW in Österreich grds. die allgemeinen Regeln, etwa hinsichtlich der Behandlung von PSW als Letztverbraucher oder Erzeuger, aus den vereinzelt gebliebenen Regelungen ergeben sich dennoch erste rudimentäre Ansätze einer besonderen Behandlung von PSW, die von den allgemeinen Regelungen abweichen.

²⁴ Gesetzesbegründung zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 65 f.

²⁵ Vgl. dazu die Begriffsbestimmungen in § 2 Bgld. EIWG, in § 3 K-EIWOG, in § 2 NÖ EIWG, in § 2 Oö. EIWOG, in § 5 Sbg LEG, in § 2 Stmk. EIWOG, in § 4 TEG, in § 2 VlbG EIWiG und in § 2 WEIWG.

aa) EIWOG

Das EIWOG adressiert PSW ausdrücklich in § 79a über die Ausweisung der Herkunft von Strom und in der Übergangsvorschrift nach § 111 Abs. 3.

(1) Stromkennzeichnung

§ 79a EIWOG regelt, dass und in welcher Weise PSW ihren Strom in Zukunft kennzeichnen müssen. Nach der allgemeinen Regelung in § 79a Abs. 1 EIWOG sind Lieferanten, die in Österreich Endverbraucher beliefern, verpflichtet, die gesamte an ihre Kunden zum Zwecke des Endverbrauchs gelieferten Strommengen mit Nachweisen zu belegen. § 79a Abs. 2 EIWOG enthält eine Sonderregelung für PSW. Hiernach sind für jene Strommengen, die an PSW geliefert werden, die Nachweise durch den Stromhändler auf den Betreiber von PSW zu übertragen. Dabei sind im Verhältnis zur Herkunft des Stroms 25 % der Nachweise um den Wirkungsgradwert entsprechend Rechnung zu tragen. Die PSW haben bei der Erzeugung der elektrischen Energie die abgenommenen Strommengen durch den Stromhändler mit den übertragenen Nachweisen in der Stromkennzeichnung zu belegen. § 79a EIWOG ist mit dem Gesetz zur Änderung des EIWOG, des GWG und des E-ControlG mit Datum vom 13. September 2013 in das EIWOG eingefügt worden.²⁶

Nach der Gesetzesbegründung muss in Zusammenhang mit der Stromkennzeichnung von PSW sichergestellt werden, dass die als Ergebnis der Speicherung gewonnenen Strommengen exakt mit jenen Nachweisen korrespondieren, die den ursprünglichen Primärenergieträger für die aus dem Netz entnommenen und zum Betrieb der Pumpen notwendigen Strommengen ausweisen. Die Löschung dieser Nachweise erfolge sodann - wie bisher - durch den Stromhändler, der die durch Speicherung gewonnenen Strommengen an Endverbraucher abgibt und in seinem Versorgermix ausweist. Konsequenterweise sind, um Doppelzahlungen zu vermeiden, die an PSW gelieferten Mengen nicht in den Versorgermix des Stromhändlers, der an das PSW liefert, aufzunehmen. Damit ist gewährleistet, dass durch PSW erzeugter Strom nur dann Strom aus erneuerbaren Energieträgern ist, wenn für den Pumpbetrieb Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energieträgern herangezogen wurden oder die Erzeugung aufgrund des natürlichen Zuflusses des Speichers erfolgt ist.²⁷

Aus der Gesetzesbegründung wird deutlich, dass der Gesetzgeber unter PSW sowohl Wasserkraftwerke versteht, deren Oberbecken durch den Pumpvorgang befüllt werden, als auch Wasserkraftwerke, deren Oberbecken einen natürlichen Zufluss haben. Insofern legt der Gesetzgeber dem EIWOG einen weiten Begriff des PSW zu Grunde. Diese Einordnung ist

²⁶ Vgl. Änderung des EIWOG, des GWG und des E-ControlG, BGBl. I Nr. 174/2013 vom 06.08.2013.

²⁷ Vgl. Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Industrie über den Antrag 2323/A der Abgeordneten Peter Haubner, Wolfgang Katzian, Kolleginnen und Kollegen betreffend ein Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010, das Gaswirtschaftsgesetz 2011 und das Energie-Control-Gesetz geändert werden, 2389 der Beilagen zu den Stenographischen Protokollen des Nationalrates XXIV. GP.

etwa für die Reichweite der Befreiung von PSW von Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten von Bedeutung.²⁸

Der Gesetzesbegründung lassen sich weitere Aussagen des Gesetzgebers zu Punkten entnehmen, die in Zusammenhang mit der Ausgestaltung des Rechtsrahmens von PSW, nämlich der grundsätzlichen Pflicht zur Entrichtung von Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten, umstritten waren, aber mittlerweile geklärt sind.²⁹ Diese Aussagen sind aber dennoch wichtig für die weitere Ausformung des Rechtsrahmens für PSW, da der Gesetzgeber bisher nur wenige Aussagen zur regulatorischen Einordnung von PSW getätigt hat. So folgt aus der Gesetzesbegründung, dass PSW Strom einerseits aus dem Netz entnehmen und andererseits Strom erzeugen.³⁰ Die Ausnahmeregelung impliziert zudem, dass der Gesetzgeber PSW als Letztverbraucher einordnet.³¹ Weiterhin lässt sich aus der Gesetzesbegründung ableiten, dass Strom an PSW geliefert wird, die Zuleitungen an die PSW also Stromlieferungen i.S.d. EIWOG sind.

(2) Befreiung von Netznutzungsentgelten mit Netzverlustentgelten

§ 111 Abs. 3 EIWOG enthält ebenfalls eine Sonderregelung für PSW.³² Hiernach haben PSW, die nach dem 13. September 2013 bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden, keine der für den Bezug elektrischer Energie bis Ende 2020 verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten.³³ Auch § 111 Abs. 3 EIWOG ist mit dem Gesetz zur Änderung des EIWOG, des GWG und des E-ControlG mit Datum vom 13. September 2013 in das EIWOG eingefügt worden.³⁴

Aus § 111 Abs. 3 EIWOG folgt im Umkehrschluss, dass der Gesetzgeber PSW als Entnehmer und Letztverbraucher von Strom einordnet, da er ansonsten keine ausdrückliche Befreiung von dieser Verpflichtung anordnen würde.³⁵ Aus § 111 Abs. 3 EIWOG folgt weiterhin, dass im Hinblick auf die Verpflichtung zur Entrichtung des Netznutzungsentgelts und des Netzverlustentgelts zwischen zwei unterschiedlichen Kategorien von PSW zu unterscheiden ist, nämlich zwischen Bestandsanlagen und PSW, die erstmals nach dem 13. September 2013 und vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen werden.

²⁸ Vgl. zur Verpflichtung von PSW zur Entrichtung von Netzentgelten und zu den entsprechenden Befreiungen den folgenden Abschnitt sowie die ausführliche Darstellung in dem Abschnitt B. II. 1 b).

²⁹ Vgl. zu den Rechtsstreitigkeiten Abschnitt B. III. 1. b).

³⁰ Vgl. zur Einordnung von PSW als Entnehmer Abschnitt B. I. 2. b) cc) und zur Einordnung als Erzeuger Abschnitt B. I. 3. b) cc).

³¹ Vgl. zur Einordnung von PSW als Letztverbraucher Abschnitt B. I. 2. b) cc).

³² Andere als die in § 111 Abs. 3 EIWOG genannten Speichereinrichtungen sind von der Regelung nicht betroffen, vgl. Oberndorfer, Paul, in: Hauenschild/Micheler/Oberndorfer/Oberndorfer/Schneider, Kommentar zum EIWOG, § 111, Rn. 2.

³³ Vgl. dazu auch den Abschnitt B. II. 1. b) Netzentgelte.

³⁴ Vgl. Änderung des EIWOG, des GWG und des E-ControlG, BGBl. I Nr. 174/2013 vom 06.08.2013.

³⁵ Vgl. zur Einordnung von PSW als Letztverbraucher den Abschnitt B. I. 2. b) cc).

bb) SystemnutzungsentgelteVO

Auch § 4 Abs. 1 Nr. 8 der SystemnutzungsentgelteVO enthält eine Sonderregelung zur Höhe der Netznutzungsentgelt für PSW, aber ebenfalls keine Legaldefinition zu PSW. Aus der Regelung in der SystemnutzungsentgelteVO folgt ebenfalls, dass der Gesetzgeber PSW als Letztverbraucher einordnet und damit als zur Zahlung von Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten verpflichtet ansieht.³⁶ Ansonsten hätte er keine speziellen Regelungen über die Höhe der Entgelte in die SystemnutzungsentgelteVO aufgenommen.

cc) Netzengpassentgelte-VO

Gemäß § 22 Abs. 2 Z 5a EIWOG haben Erzeuger auf Anordnung des Regelzonenführers Leistungen zu erbringen, wenn Netzengpässe im Übertragungsnetz der Regelzone auftreten, für deren Beseitigung Maßnahmen der Erzeuger erforderlich sind. Auf der Grundlage von § 22 Abs. 2 Z 5a EIWOG hat die E-Control als Verordnungsgeber die Netzengpassentgelt-Verordnung festgelegt. Diese enthält ergänzende Regelungen zu den Pflichten der Erzeuger in Zusammenhang mit der Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz. Die Netzengpassentgelt-Verordnung unterscheidet in § 3 Abs. 1 zwischen dem Turbinenbetrieb und dem Pumpbetrieb bei „Speicherkraftwerken“. Anders als § 79a EIWOG oder § 111 Abs. 3 EIWOG spricht die Netzengpassentgelt-Verordnung – ohne erkennbaren Grund – explizit nicht von PSW. Aus ihr folgt letztendlich, dass der Gesetzgeber PSW als Erzeuger einordnet.³⁷

dd) ÖSG

Das ÖSG legt u.a. fest, was unter Strom aus erneuerbaren Energieträgern zu verstehen ist und nimmt hierbei auch Bezug auf PSW. So ist gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 28 ÖSG Strom aus erneuerbaren Energieträgern elektrische Energie, die in Ökostromanlagen erzeugt wird, mit Ausnahme derjenigen elektrische Energie, die als Ergebnis des Pumpvorganges zum Zweck der Speicherung in Speichersystemen gewonnen wird.³⁸ Der Begriff des PSW wird in dem ÖSG ebenfalls nicht definiert.

ee) ElektrizitätsstatistikVO

Die ElektrizitätsstatistikVO enthält Verpflichtungen zu statistischen Erhebungen in Bezug auf den Betrieb von PSW. In den Begriffsbestimmungen werden PSW den Kraftwerken zugeordnet. Nach § 2 Abs. 2 Z 1 b) ElektrizitätsstatistikVO gehören zu den Kraftwerkstypen auch Speicherkraftwerke mit und ohne Pumpspeicherung. In § 2 Abs. 2 Z 1 ElektrizitätsstatistikVO werden PSW mit Wasserkraftwerken gleichgesetzt, hingegen wird in § 5 Abs. 2 ElektrizitätsstatistikVO zwischen Wasserkraftwerken, Laufkraftwerken und PSW unterschieden. Diesen Einordnungen der ElektrizitätsstatistikVO liegen spezifische statistische Anforderungen zu

³⁶ Zur Einordnung von PSW als Letztverbraucher vgl. den Abschnitt B. I. 2. b) cc).

³⁷ Zur Einordnung von PSW als Anlagen zur Energieerzeugung vgl. den Abschnitt B. I. 3. b) cc).

³⁸ Vgl. dazu auch den Abschnitt B. I. 5. b) Einordnung als Anlagen zur Erzeugung von Erneuerbaren Energien und B. II. 5. b) Vergütung für die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien.

Grunde; sie lassen sich nicht auf die allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen Regelungen übertragen.

c) Schweiz

Der Begriff des PSW wird in den einschlägigen energiewirtschaftsrechtlichen Regelungen nicht legaldefiniert, weder im EnG noch in den Begriffsbestimmungen in Art. 1 EnV. Nach Art. 4 Satz 1 Bst. b Satz 2 StromVG ist der Elektrizitätsbezug für den Antrieb von Pumpen in PSW kein Endverbrauch von Elektrizität i.S.d. StromVG. Insofern findet sich in der Rechtsordnung der Schweiz eine zentrale Weichenstellung für die energiewirtschaftliche Einordnung von PSW, die weder in den energiewirtschaftsrechtlichen Regelungen Deutschlands noch der Schweiz zu finden ist. Die Begriffsbestimmungen in Art. 4 StromVG und in Art. 2 StromVV, welche das StromVG konkretisiert, definieren indes nicht, was unter einem PSW zu verstehen ist. Gleiches gilt für das EleG. Wie für das deutsche und österreichische Recht gilt auch für die Schweiz, dass auch sonstige Speicherarten für elektrische Energien, bspw. Druckluftspeicher, Power-to-Gas-Anlagen oder Batteriespeicher, weder adressiert noch legaldefiniert werden. Auch der Literatur und der Rechtsprechung lassen sich keine Definitionen zu PSW entnehmen.³⁹

Nach Art. 2 Satz 3 HKNV muss der Herkunftsnachweis die technischen Daten der Produktionsanlage, insbesondere Art der Anlage, elektrische Leistung und bei Wasserkraftwerken zusätzlich die Angabe, ob es sich um ein Lauf- oder Speicherkraftwerk mit oder ohne Pumpbetrieb handelt, umfassen. Aus Art. 2 Satz 3 HKNV lässt sich insofern ableiten, dass der Gesetzgeber PSW als Wasserkraftwerke einordnet. Des Weiteren folgt aus Art. 2 Satz 3 HKNV, dass der Gesetzgeber PSW mit und ohne Pumpbetrieb unterscheidet.

Art. 9 Wasserzinsverordnung spricht von „Pumpwerken“ und „Pumpwerkanlagen“, nicht jedoch von PSW. Die Wasserzinsverordnung enthält aber auch keine nähere Definition dieser Begriffe.

Auch in den energiewirtschaftsrechtlichen kantonalen Erlassen findet sich keine Legaldefinition des Begriffes PSW.⁴⁰

d) Analyse

Der Begriff des PSW wird weder in der deutschen, noch der österreichischen oder der schweizerischen Rechtsordnung legaldefiniert. Das Fehlen einer Legaldefinition für PSW lässt sich zunächst damit erklären, dass eine solche Definition aus anlagentechnischer Sicht nicht erforderlich ist. Es gibt also nicht etwa PSW, die aufgrund bestimmter technischer Eigenschaften – wie etwa KWK-Anlagen – in den Genuss spezifischer Rechte kommen (sol-

³⁹ Vgl. etwa BGE, Urteil vom 20.9.2012 - 138 II 575; BGE, Urteil vom 24.8.1994 - 120 Ib 233; BGE, Urteil vom 23.6.1992 - 119 Ib254BGE, Urteil vom 10.6.1991 - 117 Ib 178 jeweils zur Wasserkraftnutzung.

⁴⁰ Vgl. etwa das EnG GR, die EnV GR, das StromVG GR, das EnG SG, die EnV SG, das StromVG SG, das EnG SZ, die EnV SZ, das StromVG SZ, das EnG VS, das StromVG VS.

len). Dass es für die technische Abgrenzung zwischen PSW und anderen Erzeugungsanlagen keiner besonderen Definition bedarf, zeigt sich auch daran, dass die Grid Codes der drei Länder keine Aussagen zu PSW enthalten.⁴¹

Auch lassen sich PSW von Letztverbrauchern einerseits und Erzeugungsanlagen andererseits aufgrund ihrer energiewirtschaftlichen Doppelrolle abgrenzen. Die Besonderheit von PSW besteht darin, dass sie Strom beziehen, Strom speichern und Strom erzeugen.

Es wird aber noch zu zeigen sein, dass eine Legaldefinition für die weitere Entwicklung des Rechtsrahmens insofern hilfreich sein könnte, als mit ihr das Fundament für eine abgestimmte Rechtsentwicklung gelegt werden könnte.

2. EINORDNUNG ALS LETZT- BZW. ENDVERBRAUCHER UND ENTNEHMER

a) Deutschland

Nach § 3 Abs. 1 Nr. 25 EnWG sind Letztverbraucher natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen.⁴² In Deutschland werden PSW nicht durch ausdrückliche gesetzliche Anordnung als Letztverbraucher eingeordnet, sind aber durch die BNetzA als Letztverbraucher qualifiziert worden. Die Rechtsprechung hat diese Entscheidung bestätigt und erklärt, dass PSW unter den energiewirtschaftlichen Begriff des Letztverbrauchers zu subsumieren sind. Die Einordnung der Regulierungsbehörde und Rechtsprechung wird mittlerweile auch durch die (implizite) Einordnung von PSW durch den Gesetzgeber getragen. Jüngst hat die Bundesregierung im Rahmen einer parlamentarischen Anfrage ebenfalls ausdrücklich erklärt, dass der Betreiber eines PSW entgeltpflichtiger Netznutzer sei, da er Energie aus dem Elektrizitätsversorgungsnetz beziehe und letztverbrauche.⁴³

aa) Pflichten von Letztverbrauchern

Mit der Einordnung als Letztverbraucher ist die Pflicht zur Entrichtung von Netzentgelten und energierechtlichen Umlagen verbunden. PSW sind durch gesetzliche Ausnahmetatbestände unter bestimmten Voraussetzungen von der Pflicht zur Entrichtung von Netzentgelten und von der Pflicht zur Entrichtung der EEG-Umlage befreit.⁴⁴ Nachstehend stellen wir für jede Umlageart dar, ob sie für PSW-Betreiber gilt.

⁴¹ Vgl. für Deutschland TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, für Österreich Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), Teil A: Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis und Teil B: Technische Regeln für Netze mit Nennspannung ≥ 110 kV und für die Schweiz Transmission Code 2010.

⁴² Das EnWG kennt den Begriff des Endkunden nicht. Art. 2 Nr. 9 der RL 2009/72/EG spricht hingegen nicht vom Letztverbraucher, sondern vom Endkunden als von einem Kunden, der Elektrizität für den eigenen Verbrauch kauft. Die RL 2009/72/EG wurde ohne inhaltliche Modifikation vom deutschen Gesetzgeber umgesetzt; lediglich sprachlich unterscheiden sich Vorlage und Umsetzung darin, dass der deutsche Gesetzgeber nicht die europäische Vorgabe des „Endkunden“ übernommen hat, sondern den Begriff des Letztverbrauchers verwendet.

⁴³ Vgl. BT-Drs. 17/4968, S. 3.

⁴⁴ Vgl. zur Pflicht zur Entrichtung von Netzentgelten und den Ausnahmeregelungen für PSW Abschnitt B. II. 1. a).

Letztverbraucher und damit auch PSW sind verpflichtet, die **Offshore-Haftungsumlage** zu entrichten. Wenn die Einspeisung von Strom aus einer Offshore-Anlage wegen einer Störung der Netzanbindung nicht möglich ist, kann der Betreiber der Offshore-Anlage nach § 17e Abs. 1 EnWG vom ÜNB für entstandene Vermögensschäden Entschädigung für die entgangene Vergütung nach §§ 16, 31 EEG verlangen. Nach § 17 f Abs. 5 EnWG ist der ÜNB berechtigt, die Kosten für die geleistete Entschädigungszahlung, soweit diese dem Belastungsausgleich unterliegen und nicht erstattet worden sind, von den Letztverbrauchern als Aufschlag auf die Netzentgelte zu verlangen. Ausnahmen für PSW enthalten die §§ 17e ff. EnWG nicht.

Für den in das Netz aufgenommenen KWK-Strom erhalten die Betreiber von zugelassenen und zuschlagsberechtigten KWK-Anlagen gemäß § 4 Abs. 3 KWKG neben dem vereinbarten Preis für den Strom einen Zuschlag vom Netzbetreiber. Netzbetreiber sind nach § 9 Abs. 7 Satz 1 KWKG berechtigt, geleistete Zuschlagszahlungen, soweit sie nicht erstattet worden sind, und Ausgleichszahlungen bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte oder nach § 9 Abs. 7 Satz 6 KWKG über die Gesamtstrompreise in Ansatz zu bringen. Auf Letztverbraucher mit einem hohen Jahresverbrauch darf nach § 9 Abs. 7 Satz 2 und 3 KWKG nur eine verringerte Umlage in Rechnung gestellt werden. § 9 Abs. 7 Satz 2 und 3 KWKG ist prinzipiell auch auf PSW anzuwenden.

Nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV haben Netzbetreiber Letztverbrauchern, bei denen offensichtlich ist, dass ihr Jahreshöchstlastbeitrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, ein individuelles Netzentgelt anzubieten. Dies gilt auch für PSW. Die Netzbetreiber müssen Erlöse, die nachgelagerten Betreibern von Elektrizitätsverteilnetzen aufgrund der individuellen Netzentgelte entstanden sind, diesen erstatten. Die Kosten für die Erstattung können nach § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf die Verbraucher nach § 9 KWKG umgelegt werden. Insofern können die Kosten auch auf PSW umgelegt werden.

bb) Rechte von Letztverbrauchern

Letztverbraucher haben etwa das Recht auf Anschluss an die Energieversorgungsnetze (§ 17 EnWG), das Recht auf Zugang zu den Energieversorgungsnetzen (§ 20 EnWG) das Recht auf Ersatzversorgung mit Energie (§ 38 EnWG) und den Anspruch auf Einhaltung der gesetzlichen Inhaltsvorgaben an Rechnungen für Energielieferungen (§ 41 EnWG). Da PSW als Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie hinsichtlich des **Anschlusses** und des **Zugangs** an die Energieversorgungsnetze die gleichen Rechte wie Letztverbrauchern gewährt werden, sind die den Letztverbrauchern im EnWG diesbezüglich gewährten Rechte für PSW ohne Bedeutung. Etwas anderes gilt für die Ersatzversorgung und die Rechnungsstellung: § 38 EnWG bezieht sich nicht auf Kunden der Niederspannung, § 41 EnWG bezieht sich auf Haushaltskunden. Hierzu zählen PSW nicht.

cc) Einordnung

Nach der Rechtsprechung ist der Betreiber eines PSW, der für dessen Betrieb aus dem Netz Strom entnimmt, Letztverbraucher i.S.d. § 3 Nr. 25 EnWG und damit entgeltpflichtiger Netznutzer nach § 14 Abs. 1 Satz 1 StromNEV.⁴⁵

Im Rahmen der Einordnung von PSW als Letztverbraucher ist von besonderem Interesse, dass die BNetzA erst im Jahr 2008 – entgegen der Genehmigungspraxis in den Vorjahren – entschieden hat, dass PSW Letztverbraucher i.S.d. § 3 Abs. 1 Nr. 25 EnWG und damit netzentgeltpflichtig sind.⁴⁶ Die Netzentgeltspflichtigkeit von PSW bzw. deren Einordnung als Letztverbraucher beruht insofern nicht auf einer aktiven Ausgestaltung der energiewirtschaftlichen Rolle von PSW durch den Gesetzgeber, sondern auf einer Entscheidung der Regulierungsbehörde. Vor dieser Entscheidung der BNetzA wurden PSW nicht als Letztverbraucher i.S.d. EnWG eingeordnet und waren daher auch nicht netzentgeltpflichtig.⁴⁷

Wie bereits gezeigt, unterscheidet das EnWG in der Kategorie Letztverbraucher zwischen Haushaltskunden und sonstigen Letztverbrauchern. Haushaltskunden sind nach § 3 Abs. 1 Nr. 22 EnWG Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10 000 kWh nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.⁴⁸ An die Eigenschaft des Haushaltskunden sind bestimmte Privilegien geknüpft, etwa das Recht auf Grundversorgung nach § 36 EnWG. Da PSW einen höheren Jahresverbrauch an elektrischer Energie als 10 000 kWh haben, sind sie keine Haushaltskunden i.S.d. EnWG.

b) Österreich

Nach § 7 Abs. 1 Z 12 EIWOG sind Endverbraucher natürliche, juristische Personen oder eingetragene Personengesellschaften, die Elektrizität für den Eigenverbrauch kaufen. Nach § 7 Abs. 1 Z 49 EIWOG ist jede Person Netzbenutzer, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder aus einem Netz entnimmt. Nach § 7 Abs. 1 Z 14 EIWOG sind Entnehmer Endverbraucher oder Netzbetreiber, die elektrische Energie aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz entnehmen. Die Ausführungsgesetze der Bundesländer enthalten keine hiervon abweichenden Regelungen; die im EIWOG normierten Begriffsbestimmungen des Endverbrauchers und des Entnehmers entsprechen denen der jeweiligen Ausführungsgesetze.⁴⁹

⁴⁵ Vgl. BGH, Beschluss vom 17.11.2009 - EnVR 56/08 „Pumpspeicher I“; BGH, Beschluss vom 09.10.2012 – EnVR 47/11 „Pumpspeicher II“; BGH, Beschluss vom 09.10.2009 - EnVR 42/11 „Pumpspeicher III“; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 24.09.2008 - VI-3 Kart 5/08 (V), 3 Kart 5/08 (V); OLG Düsseldorf, Beschluss vom 19.05.2010 - VI-3 Kart 162/09 (V), 3 Kart 5/08 (V); OLG Düsseldorf, Beschluss vom 30.06.2010- VI-3 Kart 197/09 (V).

⁴⁶ Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur vom 09.01.2008 - BK 8-07/140.

⁴⁷ Vgl. dazu auch die Ausführungen in dem Abschnitt B. II. 1. a) über die Pflicht von PSW zur Entrichtung von Netzentgelten.

⁴⁸ Nach Art. 2 Nr. 10 der RL 2009/72/EG ist ein Haushalts-Kunde ein Kunde, der Elektrizität für den Eigenverbrauch im Haushalt kauft; dies schließt gewerbliche und berufliche Tätigkeiten nicht mit ein.

⁴⁹ Vgl. § 2 Abs. 1 Z 13 und 16 Bgld. EIWG, § 3 Abs. 1 Z 12 und 14 K-EIWOG, § 2 Abs. 1 Z 13 und 16 NÖ EIWG, § 2 Z 13 und 19 Oö. EIWOG, § 5 Z 12 und 14 Sbg LEG, § 2 Z 13 und 15 Stmk. EIWOG, § 4 Z 15 und 18 TEG, § 2 Z 11 und 13 VlbG EI-WiG und § 2 Abs. 1 Z 12 und 15 WEIWG.

PSW werden von der Rechtsprechung sowohl als Endverbraucher wie auch als Entnehmer i.S.d. EIWOG qualifiziert.⁵⁰ Eine ausdrückliche gesetzliche Zuordnung existiert nicht.⁵¹ Gleichwohl lässt sich den in der jüngsten Änderung des EIWOG eingefügten §§ 79a, 111 Abs. 3 EIWOG entnehmen, dass der Gesetzgeber PSW als Endverbraucher i.S.d. EIWOG versteht.

aa) Pflichten von Endverbrauchern und Entnehmern

Nach § 51 Abs. 1 Satz 1 EIWOG haben die Netzbenutzer gegenüber den Netzbetreibern und Regelzonenführern zur Erbringung aller Leistungen, die von den Netzbetreibern und Regelzonenführern in Erfüllung der ihnen auferlegten Verpflichtungen erbracht werden, ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten.

Mit der Einordnung als Endverbraucher ist gemäß § 45 Abs. 1 ÖSG die Pflicht verbunden, soweit sie an das öffentliche Netz angeschlossen sind, eine „**Ökostrompauschale**“ zu leisten, die von den Netzbetreibern in Rechnung zu stellen und gemeinsam mit dem jeweiligen Netznutzungsentgelt von den an ihren Netzen angeschlossen Endverbrauchern einzuheben ist. § 46 Abs. 1 ÖSG enthält die Ausnahme von der Pflicht zur Entrichtung der Ökostrompauschale, PSW sind jedoch nicht von diesen Ausnahmen betroffen. Darüber hinaus ist nach § 48 Abs. 1 ÖSG von allen an das öffentliche Netz angeschlossen Endverbrauchern ein „**Ökostromförderbeitrag**“ im Verhältnis zu den jeweilig zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten zu leisten. Dies dient zur Abdeckung derjenigen Mehraufwendungen der Ökostromabwicklungsstelle gemäß § 42 ÖSG, die nicht bereits durch die Ökostrompauschale abgedeckt sind. Der Ökostromförderbeitrag ist nach § 48 Abs. 3 von den Netzbetreibern in Rechnung zu stellen und gemeinsam mit dem jeweiligen Systemnutzungsentgelt von den an ihren Netzen angeschlossen **Endverbrauchern einzuheben**. Die vereinnahmten Mittel sind von den Netzbetreibern monatlich an die Ökostromabwicklungsstelle abzuführen.

bb) Rechte von Endverbrauchern

Nach der Grundsatzbestimmung des § 15 EIWOG sind Netzbetreiber durch die Ausführungsgesetze zu verpflichten, Netzzugangsberechtigten den Netzzugang zu den genehmigten Allgemeinen Bedingungen und bestimmten Systemnutzungsentgelten zu gewähren. Nach § 16 EIWOG haben die Ausführungsgesetze einen Rechtsanspruch der Berechtigten gemäß § 15 EIWOG vorzusehen, auf Grundlage der genehmigten Allgemeinen Bedingungen und den von der Regulierungsbehörde bestimmten Systemnutzungsentgelten, die Benutzung des Netzes zu verlangen. Netzzugangsberechtigter ist nach der Legaldefinition in § 7 Z 54 EIWOG eine natürliche, juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die

⁵⁰ Vgl. VfGH, Erkenntnis vom 12.03.2013 - V63/12; so auch Oberndorfer, Paul, in: Hauen-schild/Micheler/Oberndorfer/Oberndorfer/Schneider, Kommentar zum EIWOG, § 111, Rn. 2.

⁵¹ Die österreichische Rechtsordnung arbeite nicht mit dem Begriff des Letztverbrauchers, sondern lehnt sich stärker an die Terminologie der unionsrechtlichen Richtlinien an. Auch Art. 2 Nr. 9 der RL 2009/72/EG spricht nicht vom Endkunden als von einem Kunden, der Elektrizität für den eigenen Verbrauch kauft.

Netzzugang begehrt. Unter dem Begriff des Netzzugangsberechtigten sind daher auch PSW einzuordnen. Die Ausführungsgesetze sehen allesamt einen derartigen Rechtsanspruch für Netzzugangsberechtigte und somit auch für PSW vor.⁵²

Weitere Rechte von Endverbrauchern finden sich insbesondere in den §§ 76 ff. EIWOG. Diese Rechte spielen jedoch für PSW keine Rolle. Wie im deutschen Recht gelten etwa besondere Informationsrechte für Endverbraucher im Haushaltskundensegment (vgl. § 78 Abs. 1, § 81 Abs. 1 Satz 1, § 81 a, § 84 Abs. 2 Satz 1 EIWOG).

cc) Einordnung

Ob PSW als Endverbraucher i.S.v. § 7 Abs. 1 Z 12 EIWOG bzw. i.S.v. § 7 Z 9 EIWOG 1998 und als Entnehmer i.S.v. § 7 Abs. 1 Z 14 EIWOG bzw. i.S.v. § 7 Z 10 EIWOG 1998 zu qualifizieren waren und ob auf Grundlage der Systemnutzungstarife-Verordnung von PSW Netznutzungsentgelte erhoben werden konnten, war in der Vergangenheit umstritten.⁵³

Nach obergerichtlichen Entscheidungen ist die Rechtslage mittlerweile geklärt.⁵⁴ Der OGH hat mit Entscheidung vom 04.03.2013 erklärt, dass PSW Entnehmer i.S.v. § 7 Z 10 EIWOG 1998 und zudem Endverbraucher i.S.v. § 7 Z 9 EIWOG 1998 seien.⁵⁵ Der VfGH hat entschieden, dass PSW die Stellung eines Erzeugers und damit eines Einspeisers im Sinne des § 7 Abs. 1 Z 10 EIWOG zukomme. Gleichzeitig seien aber PSW (auch) als Endverbraucher und damit Entnehmer im Sinne des § 4 Abs. 1 Z 12 i.V.m. § 14 EIWOG einzuordnen.⁵⁶

Mittlerweile lässt sich sowohl dem Wortlaut als auch der Gesetzesbegründung von § 79a EIWOG entnehmen, dass der Gesetzgeber PSW als Endverbraucher einordnet. Auch aus der Ausnahmeregelung des § 111 Abs. 3 EIWOG folgt, dass PSW Entnehmer und Endverbraucher i.S.d. EIWOG sind. Beide Regelungen hat der Gesetzgeber mit dem Gesetz zur Änderung des EIWOG, des GWG und des E-ControlG mit Datum vom 13.09.2013 in das EIWOG eingefügt.⁵⁷ Mit der Doppelrolle von PSW hat sich der Gesetzgeber hingegen in beiden Regelungen nicht befasst.

Der energiewirtschaftsrechtlichen Einordnung von PSW als Endverbraucher bzw. Entnehmer i.S.d. EIWOG steht auch nicht entgegen, dass in § 2 Abs. 3 ElektrizitätsstatistikVO zwischen Endverbrauchern, dem Eigenverbrauch der Netzbetreiber für Erzeugung einschließlich Transformatorverluste, Netzverlusten und dem Verbrauch für Pumpspeicherung unterschieden wird. Der Differenzierung in § 2 Abs. 3 ElektrizitätsstatistikVO liegen spezifische Anfor-

⁵² Vgl. § 24 Abs. 2 Bgld. EIWG, § 22 Abs. 2 K-EIWOG, § 30 Abs. 2 NÖ EIWG, § 22 Abs. 1 Oö. EIWOG, § 27 Abs. 1 Satz 1 Sbg LEG, § 20 Abs. 2 Satz 1 Stmk. EIWOG, § 35 Abs. 2 TEG, § 20 Abs. 2 VlbG EIWG und § 30 Abs. 2 WEIWG.

⁵³ Vgl. dazu die ausführliche Darstellung in dem Abschnitt B. II. 1. b) bb) und cc).

⁵⁴ Vgl. dazu die ausführliche Darstellung in dem Abschnitt B. II. 1. b) bb) und cc).

⁵⁵ OGH, Entscheidung vom 04.03.2013 – 8 Ob 7/13g.

⁵⁶ VfGH, Erkenntnis vom 12.03.2013 - V63/12.

⁵⁷ Vgl. hierzu auch die Darstellung in dem Abschnitt I. 1. B) aa) und dem Abschnitt II 1. b) bb).

derungen der statistischen Erfassung des Energieverbrauchs zu Grunde, Auswirkungen auf die energiewirtschaftsrechtlichen Einordnung von PSW als Endverbraucher bzw. Entnehmer i.S.d. EIWOG hat die Einordnung der ElektrizitätsstatistikVO nicht.

In diesem Zusammenhang ist nicht ohne Bedeutung, dass in der Legaldefinition der ursprünglichen Fassung des KWK-G PSW zunächst aus der Gruppe der Endverbraucher ausgenommen waren. Die Bestimmung ist jedoch nicht in die endgültige Fassung des KWK-G übernommen worden. Nach dem § 5 Abs. 1 Nr. 2 KWK-G der ursprünglichen Fassung bezeichnete der Ausdruck als Endverbraucher jede juristische, natürliche Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft, mit Ausnahme von PSW.⁵⁸ Die Gesetzesbegründung erklärt hierzu, dass in § 5 Abs. 1 Nr. 2 KWK-G der Begriff des Endenergieverbrauchers anders als im EIWOG definiert werde. Es wäre unzulässig, die Umwandlung bei PSW in den Endenergieverbraucherbegriff aufzunehmen, da dies zu einer Vervielfachung der Verpflichtung aus dem KWK-G führen würde. Ein Energieumwandler wäre sowohl Energiekunde als auch Energielieferant und müsste seine Verpflichtung zum Setzen von Energieeffizienzmaßnahmen doppelt erfüllen.⁵⁹

c) Schweiz

In der Schweiz werden PSW – anders als in dem energiewirtschaftlichen Rechtsrahmen von Deutschland und Österreich – nicht als Endverbraucher eingeordnet.

Nach Art. 4 Satz. 1 Bst. b Satz 1 StromVG sind Endverbraucher Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Nach Art. 4 Satz. 1 Bst. b Satz 2 StromVG ist hiervon ausgenommen der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in PSW. PSW sind insofern qua gesetzlicher Einordnung keine Endverbraucher i.S.d. StromVG.

Gemäß Art. 14 Satz. 2 StromVG ist von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt ein Netznutzungsentgelt zu entrichten. Da in der Schweiz PSW keine Endverbraucher sind, sind PSW in der Schweiz folglich auch nicht zur Zahlung von Netznutzungsentgelten verpflichtet.

d) Analyse

Bei dem Vergleich der drei Rechtsordnungen fällt insbesondere auf, dass der Gesetzgeber in der Schweiz von vorneherein gesetzlich festgelegt hat, dass PSW keine Letzt- bzw. Endverbraucher sind. Entsprechende gesetzliche Festlegungen existieren in Deutschland und Österreich nicht. PSW sind in der Schweiz aufgrund dieser gesetzlichen Einordnung nicht verpflichtet, Netzentgelte zu entrichten. Diese gesetzliche Einordnung unterscheidet den Rechtsrahmen für PSW in der Schweiz einerseits und in Deutschland und Österreich ande-

⁵⁸ Vgl. Regierungsvorlage zum Energieeffizienzpaket des Bundes zur Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU, 2249 der Beilagen zu den Stenographischen Protokollen des Nationalrates XXIV. GP, S. 46.

⁵⁹ Vgl. 2249 der Beilagen XXIV. GP - Regierungsvorlage - Vorblatt und Erläuterungen, uu § 5, S. 15.

rerseits grundlegend. Welche wirtschaftlichen Folgen die unterschiedliche energiewirtschaftliche Einordnungen hat, entzieht sich einer juristischen Betrachtung.

Auffällig an den Entwicklungen in Deutschland und Österreich ist, dass in beiden Ländern in der Praxis zunächst PSW nicht als Letztverbraucher verstanden wurden. Nachdem die Regulierungsbehörden im Zusammenhang mit der Verpflichtung zur Entrichtung von Netzentgelten jedoch festgelegt hatten, dass PSW als Letztverbraucher einzuordnen waren und diese Festlegungen durch die Gerichte bestätigt worden, steht aufgrund neuerer gesetzlicher Vorschriften nunmehr fest, dass PSW in Deutschland und Österreich energierechtlich als Letztverbraucher zu behandeln sind. Zwar treffen die entsprechenden Regelungen – zu nennen sind hier vornehmlich die unter bestimmten Voraussetzungen erfolgende Befreiungen der PSW von der Verpflichtung zur Entrichtung von Netzentgelten – diese Aussage nicht ausdrücklich, enthalten diese aber implizit.

Aufgrund der fehlenden gesetzlichen Einordnung in Deutschland und in Österreich musste die Einordnung durch obergerichtliche Entscheidungen vorgenommen werden. Überhaupt zeigt der Vergleich des Rechtsrahmens in der Schweiz einerseits und in Deutschland und Österreich andererseits, dass der Erlass von Ausnahmeregelungen mit einem deutlich höheren Rechtsrisiko verbunden ist, als eine grundlegenden gesetzlichen Einordnung.

Hervorzuheben ist mit Blick auf die grenzüberschreitende Nutzung von PSW, dass sich sowohl die Gerichte als auch der Gesetzgeber in Deutschland und Österreich bei der Festlegung, dass PSW als Letztverbraucher Netzentgelte zu entrichten haben, ausdrücklich auf die Situation in den jeweiligen Nachbarländern bezogen haben. Eine langfristige Harmonisierung scheint insofern vorgezeichnet; sie ist zumindest in den derzeitigen energiewirtschaftlichen Überlegungen und rechtssystematischen Auslegungen bereits angelegt.

Zu bedenken ist, dass sich die Rechtsprechung mit der Einordnung von PSW ausschließlich im Zusammenhang mit der Verpflichtung zur Entrichtung von Netzentgelten beschäftigt hat. Hinsichtlich weiterer Rechte und Pflichten von Letztverbrauchern lässt sich festhalten, dass die meisten Rechte von Letztverbrauchern nicht auf PSW passen, so etwa die Verpflichtungen von Stromlieferanten zu verbraucherfreundlichen Rechnungen. Andere Rechte – insbesondere Netzanschluss und Netzzugang – stehen PSW bereits aufgrund der Einordnung als Erzeugungsanlagen bzw. als Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie zu. Die Einordnung als Letztverbraucher ist insofern ausschließlich mit Belastungen für PSW, nämlich mit der Verpflichtung zur Entrichtung von Netzentgelten und Umlagen verbunden. Diese Belastungen haben die allgemeinen Erzeugungsanlagen nicht zu tragen.

Zu bedenken ist weiterhin, dass weitere Umlagen – auch wenn sie in die Netzentgelte mit einbezogen werden – diese gegenwärtig unstrittige Einordnung wieder in Frage stellen dürften. So ist es in rechtsdogmatischer Hinsicht nicht zwingend, dass PSW einerseits als Erzeugungsanlagen in netzkritischen Situationen Systemdienstleistungen für die Netzstabilität erbringen müssen und hierfür von den ÜNB entsprechenden Ausgleichszahlungen erhalten. Die ÜNB legen diese Kosten auf die Netzentgelte um. Als Verbraucher müssen die PSW dann die Kosten für die Vergütung tragen, die sie selbst für die Erbringung von Systemdienstleistungen für die Netzstabilität geleistet haben.

So sind etwa gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG die ÜNB berechtigt und verpflichtet, sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet oder gestört ist, die Gefährdung oder Störung durch marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, zu beseitigen. Hierbei bilden die § 13 Abs. 4a und 4b EnWG die rechtliche Grundlage für weitere Spezifikation von Anforderungen, Vergütungs- sowie Kostenregelungen im Zusammenhang mit den abschaltbaren Lasten. Diese werden zusammen mit den Kriterien für eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Anwendung in der Verordnung zu abschaltbaren Lasten weiter präzisiert.⁶⁰ Nach § 18 Abschaltverordnung werden die Zahlungen und Aufwendungen nach der Abschaltverordnung nach § 9 KWKG ermittelt und werden in Form einer einheitlichen Belastung auf die Letztverbraucher umgelegt. Gemäß § 18 Abs. 1 Satz 1 2. HS Abschaltverordnung finden die Belastungsgrenzen in § 9 KWKG Abs. 7 Satz 2 und 3 KWKG für bestimmte Letztverbrauchergruppen keine Anwendung. Ausnahmen für PSW enthält die Abschaltverordnung nicht. Die Kosten für abschaltbare Lasten sind Teil des Netzentgelts.

Rechtssystematisch ist es keinesfalls zwingend, PSW bezüglich aller Umlagen sowohl als Letztverbraucher wie auch als Erzeugungsanlagen zu behandeln, auch wenn man in dieser Behandlung keine Diskriminierung gegenüber allgemeinen Erzeugungsanlagen erblickt. Es ist in diesem Zusammenhang nicht ohne Bedeutung, dass in der Legaldefinition der ursprünglichen Fassung des KWKG in Österreich PSW zunächst aus der Gruppe der Endverbraucher ausgenommen waren, diese Bestimmung jedoch nicht in die endgültige Fassung des KWKG übernommen worden ist.

Festzuhalten bleibt insofern, dass zwar nach der gegenwärtigen Rechtslage in Deutschland und in Österreich PSW insgesamt als Letztverbraucher einzuordnen sind, unbeschadet dessen aber eine gesetzliche Festlegung zu einer Erhöhung der Rechtssicherheit für PSW beitragen dürften.

3. EINORDNUNG ALS ANLAGEN ZUR ENERGIEERZEUGUNG

a) Deutschland

In der deutschen Rechtsordnung wird die Abgrenzung zwischen dem Begriff der Erzeugungsanlage bzw. der Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie und der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie nicht einheitlich und systematisch konsistent gehandhabt.⁶¹

Grundsätzlich gilt, dass PSW als Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie eingeordnet und dabei von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie abgegrenzt werden. Allerdings fallen PSW - je nach Verwendung des Begriffs der Erzeugungsanlage - in den jeweiligen Regelungen auch unter den Begriff der Erzeugungsanlage. Das EnWG sowie die zur

⁶⁰ Vgl. zur Abschaltverordnung auch die Ausführungen in Abschnitt B. III. 3. a) aa).

⁶¹ Vgl. dazu die Ausführungen in Abschnitt B. I. 4. a) Einordnung als Anlagen zur Speicherung von Energie.

Konkretisierung der Regelungen des EnWG erlassenen Rechtsverordnungen enthalten keine abweichenden Ansprüche im Hinblick auf den Netzanschluss und den Netzzugang und keine abweichenden Pflichten hinsichtlich der Netzstabilität für Erzeugungsanlagen oder für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie. Von PSW werden im EnWG auch nicht abweichende Beiträge für die Netzstabilität oder spezifische Systemdienstleistungen verlangt. Es gelten die allgemeinen Regelungen für Erzeugungsanlagen.

Die teilweise widersprüchliche Begriffsverwendung macht zwar eine rechtsdogmatisch eindeutige Einordnung von PSW letzten Endes nicht abschließend möglich, jedoch folgen hieraus keine rechtlichen Konsequenzen, zumindest solange die rechtlichen Vorgaben für Anlagen zur Erzeugung und für Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie gleichlauten.⁶²

Der Begriffskatalog des § 3 EnWG enthält keine Legaldefinition für Anlagen zur Erzeugung von Energie, definiert aber Energieanlagen. Nach § 3 Abs. 1 Nr. 15 EnWG sind Energieanlagen Anlagen zur Erzeugung, Speicherung, Fortleitung oder Abgabe von Energie, soweit sie nicht lediglich der Übertragung von Signalen dienen (dies schließt die Verteileranlagen der Letztverbraucher sowie bei der Gasversorgung auch die letzte Absperreinrichtung vor der Verbrauchsanlage ein). Begrifflich unterscheidet das EnWG insofern zwischen Anlagen zur Speicherung und Anlagen zur Erzeugung von Energie. Aus der Legaldefinition in § 3 Nr. 31 EnWG folgt, dass PSW keine Speicheranlagen i.S.d. EnWG sind, da hierunter ausschließlich Gasspeicheranlagen verstanden werden.⁶³ Hieraus folgt aber nicht automatisch im Umkehrschluss, dass PSW Erzeugungsanlagen i.S.d. EnWG sind, da das EnWG seit dem Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften in den § 13 Abs. 1a EnWG, § 17 Abs. 1 EnWG, § 18 Abs. 2 Satz 1 EnWG, § 19 Abs. 1 EnWG und § 31 Abs. 3 Satz 4 EnWG einen eigenständigen Begriff für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie verwendet.⁶⁴ Aus diesem Grund folgt auch nicht aus § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG, das den Begriff der Erzeugungsanlage als Oberbegriff für Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie und zur Speicherung von elektrischer Energie verwendet, dass Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie Erzeugungsanlagen i.S.d. EnWG sind.

b) Österreich

Zwar werden PSW durch keine ausdrückliche gesetzliche Anordnung als Erzeuger, Erzeugungsanlagen oder Einspeiser eingeordnet. Das EIWOG spricht aber davon, dass PSW elektrische Energie erzeugen. Auch in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung, der Netzengpassentgelt-Verordnung und der ElektrizitätsstatistikVO werden PSW als Erzeuger behandelt.

⁶² Vgl. dazu die Ausführungen in Abschnitt B. I. 4. a) Einordnung als Anlagen zur Speicherung von Energie.

⁶³ Vgl. dazu auch den Abschnitt B. I. 4. a) Einordnung als Anlagen zur Speicherung von Energie.

⁶⁴ Vgl. dazu die Ausführungen in Abschnitt B. I. 4. a) aa) (3) Einordnung als Anlagen zur Speicherung von Energie.

aa) Pflichten hinsichtlich der Systemstabilität

PSW tragen grds. alle nachgehend beschriebenen Pflichten, die Erzeugern auferlegt sind: Nach der Grundsatzbestimmung des § 66 Abs. 1 Nr. 3 EIWOG haben die Ausführungsgesetze Erzeuger zu verpflichten, Erzeugungsfahrpläne vorab an die betroffenen Netzbetreiber, den Regelzonenführer und den Bilanzgruppenverantwortlichen in erforderlichem Ausmaß bei technischer Notwendigkeit zu melden.

Nach § 66 Abs. 1 Nr. 6 EIWOG haben die Ausführungsgesetze Erzeuger zu verpflichten, nach Maßgabe vertraglicher Vereinbarungen auf Anordnung des Regelzonenführers zur Netzengpassbeseitigung oder zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit Leistungen (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung sowie Veränderung der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen) zu erbringen.

Nach § 66 Abs. 1 Nr. 7 EIWOG haben die Ausführungsgesetze Erzeuger zu Maßnahmen des Redispatching zu verpflichten.

Nach § 68 EIWOG haben die Ausführungsgesetze vorzusehen, dass die Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW zur Aufbringung der Mittel für die Bereitstellung der Primärregelleistung im Verhältnis ihrer Jahresezeugungsmengen verpflichtet sind.

Die in § 66 Abs. 1 EIWOG normierten Pflichten der Erzeuger werden nahezu wortgleich in den Ausführungsgesetzen wiedergegeben.⁶⁵ Zusätzlich ist in einigen Ausführungsgesetzen vorgesehen, dass die Pflichten der Erzeuger sich auch auf diejenigen Pflichten erstrecken, die den Netzbenutzern obliegen.⁶⁶ Außerdem bestimmen einzelne Ausführungsgesetze, dass die näheren Bestimmungen zu den festgelegten Pflichten in den Allgemeinen Netzbedingungen und in den Allgemeinen Bedingungen für Bilanzgruppenverantwortliche festzulegen sind.⁶⁷

bb) Rechte hinsichtlich Netzanschluss und –zugang

Nach der Grundsatzbestimmung des § 15 EIWOG sind Netzbetreiber durch die Ausführungsgesetze zu verpflichten, Netzzugangsberechtigten den Netzzugang zu den genehmigten Allgemeinen Bedingungen und bestimmten Systemnutzungsentgelten zu gewähren. Nach § 16 EIWOG haben die Ausführungsgesetze einen Rechtsanspruch der Berechtigten gemäß § 15 EIWOG vorzusehen, auf Grundlage der genehmigten Allgemeinen Bedingungen und den von der Regulierungsbehörde bestimmten Systemnutzungsentgelten die Benutzung des Netzes zu verlangen. Als Berechtigte i.S.d. § 15 EIWOG werden zwar nicht ausdrücklich

⁶⁵ Vgl. § 40 Abs. 3 i.V.m. Abs. 1 und 2 Z 2 Bgld. EIWG, § 47 Abs. 3 K-EIWOG, § 46 Abs. 3 i.V.m. Abs. 1 und 2 Z 2 NÖ EIWG, § 21 Abs. 1 Oö. EIWOG, § 30 Abs. 1 Sbg LEG, § 37 Abs. 1 Stmk. EIWOG, § 59 Abs. 1 TEG, § 48 Abs. 1 i.V.m. § 47 Abs. 1 und 2 lit. b VlbG EIWIG und § 46 Abs. 1 i.V.m. § 45 Abs. 1 WEIWG.

⁶⁶ Vgl. § 40 Abs. 3 Bgld. EIWG, § 46 Abs. 3 NÖ EIWG, § 48 Abs. 1 VlbG EIWIG, § 46 Abs. 1 WEIWG.

⁶⁷ Vgl. § 21 Abs. 2 Oö. EIWOG, § 30 Abs. 2 Sbg LEG, § 59 Abs. 2 TEG, § 46 Abs. 2 WEIWG.

Erzeuger genannt. Vielmehr spricht das EIWOG an dieser Stelle allgemein von Netzzugangsberechtigten. Netzzugangsberechtigter ist nach der Legaldefinition in § 7 Z 54 EIWOG eine natürliche, juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Netzzugang begehrt, insbesondere auch Elektrizitätsunternehmen, soweit dies zur Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich ist. Unter den Begriff des Netzzugangsberechtigten sind daher auch PSW einzuordnen. Die Ausführungsgesetze sehen allesamt einen derartigen Rechtsanspruch für Netzzugangsberechtigte und damit auch für PSW vor.⁶⁸

cc) Einordnung

Die Begriffsbestimmung des § 7 Abs. 1 Z 10 EIWOG definiert den Begriff Einspeiser als einen Erzeuger oder ein Elektrizitätsunternehmen, der oder das elektrische Energie in ein Netz abgibt. Darunter fallen auch PSW.⁶⁹ Erzeuger ist nach § 7 Abs. 1 Z 17 EIWOG eine Person, die Elektrizität erzeugt. Erzeugung ist nach § 7 Abs. 1 Z 18 EIWOG die Produktion von Elektrizität. Nach § 7 Abs. 1 Z 20 EIWOG ist eine Erzeugungsanlage ein Kraftwerk. Nach § 7 Abs. 1 Z 38 EIWOG ist ein Kraftwerk eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen.

Nach § 8 Systemnutzungsentgelte-Verordnung haben Einspeiser ein Systemdienstleistungsentgelt zu entrichten. PSW sind nicht nur nach der gegenwärtigen Systemnutzungsentgelte-Verordnung zur Entrichtung eines Systemdienstleistungsentgelts verpflichtet, sondern waren dies auch schon unter der Geltung der mittlerweile aufgehobenen Systemnutzungstarife-Verordnung.⁷⁰ Nach diesem Verständnis sind PSW daher Erzeuger i.S.d. EIWOG.

Dass das EIWOG PSW als Erzeuger einordnet, folgt nunmehr auch aus den Regelungen über die Ausweisung der Herkunft des Stroms.⁷¹ In § 79a Abs. 2 Satz 3 EIWOG heißt es, dass PSW bei der Erzeugung der elektrischen Energie die abgenommenen Strommengen durch den Stromhändler bzw. sonstigen Lieferanten mit den übertragenen Nachweisen in der Stromkennzeichnung zu belegen haben. Nach dem Verständnis des EIWOG sind PSW auch insofern Erzeuger von elektrischer Energie.

Auch in der Systematik der ElektrizitätsstatistikVO werden PSW als Erzeuger behandelt. Nach § 2 Abs. 2 Z 1 b) ElektrizitätsstatistikVO sind Kraftwerkstypen im Sinne dieser Verordnung auch PSW. Nach § 3 Abs. 4 ElektrizitätsstatistikVO haben Eigenerzeuger für Kraftwerke mit einer Engpassleistung größer als 5 MW den Verbrauch für Pumpspeicherung (Pumpstromaufwand) zu erheben. Nach § 5 Abs. 2 Nr. 3 ElektrizitätsstatistikVO haben Erzeuger für Kraftwerke mit einer Engpassleistung von mehr als 10 MW und Eigenerzeuger mit einer

⁶⁸ Vgl § 24 Abs. 2 Bgld. EIWG, § 22 Abs. 2 K-EIWOG, § 30 Abs. 2 NÖ EIWG, § 22 Abs. 1 Oö. EIWOG, § 27 Abs. 1 Satz 1 Sbg LEG, § 20 Abs. 2 Satz 1 Stmk. EIWOG, § 35 Abs. 2 TEG, § 20 Abs. 2 VlbG EIWIG und § 30 Abs. 2 WEIWG.

⁶⁹ Vgl. VfGH, Erkenntnis vom 12.03.2013 - V63/12; so auch Oberndorfer, Paul, in: Hauen-schild/Micheler/Oberndorfer/Oberndorfer/Schneider, Kommentar zum EIWOG, § 111 Rn. 2.

⁷⁰ Vgl. dazu die ausführliche Darstellung unter B. II. 1. b) aa) und bb).

⁷¹ Vgl. dazu auch die Ausführungen in der Regierungsvorlage zum Energieeffizienzpaket des Bundes, 2249 der Beilagen zu den Stenographischen Protokollen des Nationalrates XXIV. GP, S. 30.

Engpassleistung von mehr als 5 MW bei Speicherkraftwerken den Energieinhalt unter Angabe des Verbrauches für Pumpspeicherung zu erheben. Nach § 6 Abs. 2 Nr. 4 ElektrizitätsstatistikVO haben Erzeuger, die ein Kraftwerk mit einer Engpassleistung von zumindest 1 MW betreiben, für Speicherkraftwerke die Erzeugung aus Pumpspeicherung zu erheben. PSW werden insofern in der ElektrizitätsstatistikVO als Kraftwerke zur Erzeugung von Energie behandelt.

Auch in der Rechtsprechung werden PSW als Erzeuger eingeordnet. Der VfGH hat klargestellt, dass PSW gerade und insbesondere nach der gegenwärtigen Rechtslage die Stellung eines Erzeugers und damit eines Einspeisers im Sinne des § 7 Abs. 1 Z 10 EIWOG zukomme.⁷² Diese Erkenntnis entspricht der Rechtsprechung des OGH.⁷³

Von den Begriffsbestimmungen des Einspeisers, des Erzeugers, der Erzeugung, der Erzeugungsanlage und des Kraftwerks im EIWOG weichen die jeweiligen Ausführungsgesetze der Bundesländer grds. nicht ab.⁷⁴ Ausnahmen ergeben sich lediglich vereinzelt im Hinblick auf die Definition des Begriffes Erzeugungsanlage und des Begriffes Kraftwerk. So definiert die Begriffsbestimmung des § 2 Z 21 Stmk. EIWOG den Begriff Erzeugungsanlage als eine Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie mit einer Leistung von mehr als 100 Watt bei einer Spannung von mehr als 42 Volt (Starkstrom) mit allen der unmittelbaren Erzeugung, Übertragung und Verteilung dienenden Nebenanlagen, soweit diese nicht unter das steiermärkische Starkstromwegegesetz fallen. Ein Kraftwerk ist nach § 2 Abs. 1 Z 35 Bgld. EIWG und nach § 2 Abs. 1 Z 35 NÖ EIWG eine Erzeugungsanlage von elektrischer Energie mit einer Leistung von mehr als 100 Watt bei einer Spannung von mehr als 42 Volt (Starkstrom) mit allen der Erzeugung, Übertragung und Verteilung dienenden Hilfsbetriebe und Nebeneinrichtungen, soweit sie nicht unter das Bgld. Starkstromwegegesetz, in der jeweils geltenden Fassung, bzw. unter das NÖ Starkstromwegegesetz fallen. Sie kann aus mehreren Erzeugungseinheiten bestehen. Eine ähnliche Definition des Begriffes Kraftwerk findet sich auch in der Begriffsbestimmung des § 2 Abs. 1 Z 38 WEIWG.

Aus diesen abweichenden Begriffsbestimmungen folgen aber keine Konsequenzen für die grundsätzliche Einordnung von PSW als Erzeuger, Erzeugungsanlagen oder als Kraftwerke.

c) Schweiz

PSW werden in den einschlägigen gesetzlichen Bestimmungen nicht ausdrücklich als Erzeuger oder als Erzeugungsanlage eingeordnet. Aus der Systematik des StromVG und der StromVV folgt jedoch, dass PSW als Elektrizitätserzeuger bzw. Erzeuger einzuordnen sind.

⁷² Vgl. VfGH, Erkenntnis vom 12.03.2013 - V63/12-8.

⁷³ OGH, Entscheidung vom 04.03.2013 – 8 Ob 7/13g; OGH, Entscheidung vom 28.11.2012 – 4Ob126/12a.

⁷⁴ Vgl § 2 Abs. 1 Z 11, 19, 20 und 22 Bgld. EIWG, § 3 Abs. 1 Z 10, 17, 18, 20 und 38 K-EIWOG, § 2 Abs. 1 Z 11, 19, 20 und 22 NÖ EIWG, § 2 Z 11, 22, 23, 25 und 38 Oö. EIWOG, § 5 Z 10, 17, 18, 20 und 38 Sbg LEG, § 2 Z 11, 18, 19 und 33 Stmk. EIWOG, § 4 Z 9, 21, 22, 24 und 40 TEG, § 2 Z 9, 16, 17, 19 und 30 VlbG EIWiG und § 2 Abs. 1 Z 10, 18, 19 und 21 WEIWG.

aa) Pflichten hinsichtlich der Systemstabilität

Nach Art. 4 Satz 1 Bst. g) Satz 1 StromVG sind Systemdienstleistungen die für den sicheren Betrieb der Netze notwendigen Hilfsdienste. Diese umfassen nach Art. 4 Satz 1 Bst. g) Satz 2 StromVG insbesondere Systemkoordination, Bilanzmanagement, Primärregelung, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung, betriebliche Messungen und Ausgleich der Wirkverluste.

Die nationale Netzgesellschaft, die Netzbetreiber, die Erzeuger und die übrigen Beteiligten treffen nach Art. 5 Abs. 1 StromVV vorbereitende Maßnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs. Die nationale Netzgesellschaft vereinbart gemäß Art. 5 Abs. 2 StromVV mit den Netzbetreibern, Erzeugern und den übrigen Beteiligten auf einheitliche Weise die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Maßnahmen, insbesondere eine Regelung des automatischen Lastabwurfs sowie der Produktionsanpassung bei Kraftwerken im Fall einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs.

Weder das StromVG noch die StromVV enthalten besondere Regelungen hinsichtlich Systemdienstleistungen von Speichern im Allgemeinen oder von PSW im Besonderen.

bb) Rechte hinsichtlich Netzanschluss und –zugang

Nach Art. 5 Abs. 2 StromVG sind Netzbetreiber verpflichtet, in ihrem Netzgebiet alle Elektrizitätserzeuger an das Elektrizitätsnetz anzuschließen. Die Kantone vollziehen gemäß Art. 30 Abs. 1 StromVG den Art. 5 Abs. 2 StromVG.⁷⁵

Der Bundesrat kann gemäß Art. 5 Abs. 5 Satz 2 StromVG transparente und diskriminierungsfreie Regeln für die Zuordnung von Elektrizitätserzeugern zu einer bestimmten Spannungsebene festlegen. Er hat in Art. 3 Abs. 1 StromVV normiert, dass Netzbetreiber transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für die Zuordnung von Elektrizitätserzeugern zu einer bestimmten Netzebene sowie für die minimale Qualität der Elektrizitätslieferung pro Netzebene festlegen.

Die Netzbetreiber sind nach Art. 13 Abs. 1 StromVG verpflichtet, Dritten diskriminierungsfrei den Netzzugang zu gewähren. Weder das StromVG noch die StromVV enthalten über die allgemeinen Regelungen für den Netzanschluss und den Netzzugang hinausgehende Regelungen für den Anschluss oder Zugang von Speichern im Allgemeinen oder für PSW. Damit gelten die allgemeinen Regelungen auch für PSW diesbezüglich.

cc) Einordnung

Weder das EnG noch die konkretisierenden Begriffsbestimmungen in Art. 1 EnV definieren den Begriff des Erzeugers, der Energieerzeugungsanlage, der Energieerzeugung oder des

⁷⁵ Vgl. etwa Art. 10 Abs. 1 StromVG GR, Art. 5 Abs. 1 Bst. e StromVG SZ, Art. 6 StromVG VS.

Elektrizitätserzeugers. Auch Art. 4 StromVG und Art. 2 StromVV enthalten keine entsprechende Begriffsdefinition. Gleiches gilt für das EleG. PSW werden auch in keinem Gesetz ausdrücklich den Kategorien Erzeuger, Energieerzeugungsanlage, Energieerzeugung oder Elektrizitätserzeuger zugeordnet.

In Zusammenhang mit den Maßnahmen zur Systemstabilität spricht Art. 5 StromVV von den Erzeugern. Nach Art. 5 Abs. 4 Satz 1 StromVV kann die Swissgrid von Gesetzes wegen bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs alle Maßnahmen treffen oder anordnen, die für die Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig sind. Die einzelnen Rechte und Pflichten sind in standardisierten Verträgen zwischen der Swissgrid und den Erzeugern, den sogenannten Betriebsvereinbarungen geregelt.⁷⁶ Auch die Vergütung von Erzeugern ist in den sogenannten Betriebsvereinbarungen geregelt. In diesem Zusammenhang werden PSW unter den Begriff des Erzeugers bzw. des Kraftwerks gefasst.⁷⁷

Nach Art. 5 Abs. 2 StromVG sind Netzbetreiber verpflichtet, in ihrem Netzgebiet alle Elektrizitätserzeuger an das Elektrizitätsnetz anzuschließen. Mangels weiterer Kategorien – insbesondere der der Speicheranlagen – im StromVG müssen PSW unter den Begriff des Elektrizitätserzeugers fallen, da sie ansonsten keinen Anspruch auf Netzanschluss hätten.

Aus dem Umstand, dass PSW (auch) Energie erzeugen und Art. 3 StromVV ausschließlich zwischen Endverbrauchern, Elektrizitätserzeugern und Netzbetreibern trennt, folgt, dass PSW Elektrizitätserzeuger i.S.d. StromVV sind. Denn PSW lassen sich nicht der Kategorie der Netzbetreiber zuordnen und sind qua gesetzlicher Anordnung in Art. 4 Satz. 1 Bst. b Satz 2 StromVG keine Endverbraucher.

PSW werden in den einschlägigen gesetzlichen Bestimmungen nicht ausdrücklich als Erzeuger, Energieerzeugungsanlage, Energieerzeugung oder Elektrizitätserzeuger eingeordnet. Aus der Systematik der Vorschriften des StromVG und der StromVV folgt aber, dass PSW als Erzeuger einzuordnen sind.

d) Analyse

Aufgrund dessen, dass in Deutschland im EnWG der Begriff der „Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie“ eingeführt ist, sind in Deutschland PSW grds. keine Erzeuger oder Erzeugungsanlagen im energiewirtschaftsrechtlichen Sinne. Allerdings wird in den einschlägigen energierechtlichen Vorschriften die Abgrenzung zwischen dem Begriff der Erzeugungsanlage bzw. der Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie und Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie nicht einheitlich und systematisch konsistent gehandhabt. Eine rechtsdogmatisch eindeutige Einordnung von PSW ist daher letzten Endes nicht abschließend möglich. Nach der derzeitigen Rechtslage folgen hieraus jedoch solange keine

⁷⁶ Vgl. dazu auch die Ausführungen in dem Abschnitt B. III. 1. c) Redispatch-Maßnahmen in Bezug auf am Markt eingesetzte PSW.

⁷⁷ Vgl. Anhang 5 – Maßnahmen von Swissgrid in Zusammenhang mit der Gefährdung des stabilen Netzbetriebs, unter 1.5.2. Entschädigung für das Rückfahren von Kraftwerken.

rechtlichen Konsequenzen, wie das EnWG sowie die einschlägigen Rechtsverordnungen keine abweichenden Rechten und Pflichten von PSW bzw. von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie gegenüber Erzeugungsanlagen bzw. der Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie vorsehen. Allerdings ermöglicht es das deutsche Recht, für „Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie“ spezifische Regelungen vorzunehmen, die nicht für Erzeuger gelten.

Weder in Österreich noch in der Schweiz werden PSW ausdrücklich als Erzeuger oder Erzeugungsanlagen eingeordnet. Dies folgt aber aus der Systematik der einschlägigen Regelungen. Auch in Österreich und in der Schweiz gelten für PSW die gleichen Rechte hinsichtlich des Netzanschlusses und die gleichen Pflichten hinsichtlich der Beiträge zur Systemstabilität wie für Erzeuger bzw. Elektrizitätserzeuger.

4. EINORDNUNG ALS ANLAGEN ZUR SPEICHERUNG VON ENERGIE

a) Deutschland

Im EnWG werden PSW nicht als Speicheranlagen i.S.d. EnWG, sondern als Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie eingeordnet.

Speicheranlagen sind im Begriffskatalog des § 3 EnWG legaldefiniert. Nach § 3 Nr. 31 EnWG sind Speicheranlagen Anlagen zur Speicherung von Gas.⁷⁸ Speicheranlagen i.S.d. EnWG sind insofern nur Gasspeicheranlagen, aber keine PSW. PSW sind vielmehr Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie i.S.d. EnWG. Weder das EnWG noch sonstige energierechtliche Gesetze und Verordnungen enthalten jedoch eine Definition dieses Begriffs.

Nach der Begriffsverwendung in § 118 Abs. 7 EnWG sind PSW eine Unterkategorie der Kategorie der Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie. Allerdings verwendet das EnWG ebenso wie die auf Grundlage des EnWG ergangene ResKV und die KraftNAV den Begriff Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie nicht systematisch konsistent. Vielmehr wird in einigen Regelungen zwischen den Kategorien der Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie und der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie unterschieden, in anderen Regelungen wird jedoch der Begriff der Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie unter den Oberbegriff der Erzeugungsanlage gefasst, oder es wird nicht zwischen Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie und der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie differenziert.

Das EnWG sowie die zur Konkretisierung der Regelungen des EnWG erlassenen Rechtsverordnungen enthalten indes keine abweichenden Rechtsfolgen für Erzeugungsanlagen oder für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie. Insofern lässt die teilweise widersprüchliche Begriffsverwendung zwar eine dogmatische Einordnung von PSW letzten Endes

⁷⁸ Vgl. zu dem Sonderrecht für Gasspeicheranlagen Abschnitt C. I.4. a) aa).

nicht abschließend zu, jedoch folgen aus der unscharfen Verwendung des Begriffes der Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie keine rechtlichen Konsequenzen.

Dessen ungeachtet ist eine systematisch konsistente Verwendung der Begriffe der Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie und von Erzeugungsanlage aus Gründen der Rechtssicherheit und der Rechtsklarheit sinnvoll. Insbesondere wenn der Gesetzgeber die rudimentär angelegte Unterscheidung zwischen Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie und Erzeugungsanlage weiterentwickelt und den unterschiedlichen Anlagenkategorien voneinander abweichende Rechte und Pflichten zuweist, sollten die widersprüchliche Begriffsverwendungen korrigiert werden.

Darüber hinaus ist die Verwendung des Begriffs der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie im EnWG nicht mit dem Begriff der Einrichtungen zur Aufnahme von zwischengespeicherter Energie und zur Umwandlung in elektrische Energie nach § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG abgestimmt, auch hier könnten die Begriffe angepasst werden.

aa) EnWG

(1) Pflichten hinsichtlich der Systemstabilität

Nach § 13 Abs. 1a EnWG sind Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie verpflichtet, auf Anforderung der ÜNB gegen angemessene Vergütung die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen, sofern eine kritische Netzsituation auftritt.⁷⁹ Abweichende Pflichten für Erzeugungsanlagen und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie bestehen in diesem Zusammenhang nicht.

Gemäß § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG sind Betreiber von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 MW verpflichtet, vorläufige und endgültige Stilllegungen ihrer Anlage oder von Teilkapazitäten ihrer Anlage ÜNB und der BNetzA möglichst frühzeitig anzuzeigen. Gemäß § 13a Abs. 2 Satz 1 EnWG sind endgültige Stilllegungen von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 50 MW verboten, solange und soweit der ÜNB die Anlage als systemrelevant ausweist, die Ausweisung durch die BNetzA genehmigt worden und ein Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich ist.

Insofern sind vorläufige und endgültige Stilllegungen von PSW ohne vorherige Anzeige verboten, wenn ein Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich ist. Der Betreiber eines PSW sowie sonstiger Speicherarten für elektrische Energie, deren endgültige Stilllegung verboten ist, muss diese gemäß § 13a Abs. 3 Satz 1 EnWG zumindest in einem Zustand erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen ermöglicht. Die Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie gemäß § 13a Abs. 3 Satz 3 EnWG müssen bis zu ihrer endgültigen Stilllegung ausschließlich nach Maßgabe angeforderter Systemsicherheitsmaßnahmen betrie-

⁷⁹ Vgl. dazu auch die Ausführungen in Abschnitt B. III. 1. a) Redispatch-Maßnahmen in Bezug auf am Markt eingesetzte PSW.

ben werden. Auch diesbezüglich bestehen keine abweichenden Pflichten für Erzeugungsanlagen und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie.

(2) Rechte hinsichtlich Netzanschluss und –zugang

§ 17 Abs. 1 EnWG normiert den Anspruch auf den allgemeinen Netzanschluss. Hiernach haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen Letztverbraucher, gleich- oder nachgelagerte Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze sowie -leitungen, Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger sind, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden. § 17 Abs. 1 EnWG enthält keine abweichenden Rechtsansprüche für Erzeugungsanlagen und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie.

PSW werden nach der in Konkretisierung zu § 17 Abs. 1 und Abs. 3 EnWG ergangenen KraftNAV angeschlossen. Die KraftNAV ist im Vergleich zu § 17 Abs. 1 EnWG die speziellere Regelung und geht dem Anspruch nach § 17 Abs. 1 EnWG vor. Nach § 1 Abs. 1 KraftNAV regelt diese die Bedingungen für den Netzanschluss von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Erzeugungsanlagen) mit einer Nennleistung ab 100 MW an Elektrizitätsversorgungsnetze mit einer Spannung von mindestens 110 Kilovolt. PSW werden aufgrund ihrer Leistungsgröße sowie aufgrund ihrer Funktion für die Systemstabilität an das Höchstspannungsnetz (380 kV, 220 kV) oder an das Hochspannungsnetz (110 kV) angeschlossen. Die KraftNAV nimmt indes die im EnWG angelegte Unterscheidung von Anlagen zur Erzeugung sowie zur Speicherung von elektrischer Energie nicht auf bzw. ist nach der Einfügung der Kategorie der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie im EnWG noch nicht an den Stand des EnWG angepasst worden. Wegen der gleichlaufenden Rechte für Erzeuger- und Speicherbetreiber wirkt sich dies aber praktisch nicht aus.

Nach § 19 Abs. 1 EnWG sind Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen verpflichtet, technische Mindestanforderungen für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie festzulegen und im Internet zu veröffentlichen. Auch § 19 Abs. 1 EnWG enthält keine abweichenden rechtlichen Vorgaben für Erzeugungsanlagen und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie.

Gemäß § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren. Die energiewirtschaftliche Einordnung spielt daher für den Netzzugang von PSW keine Rolle.

Nach § 31 Abs. 3 Satz 3 EnWG entscheidet die BNetzA innerhalb einer Frist von zwei Monaten nach Eingang des vollständigen Antrags über das besondere Missbrauchsverfahren. Betrifft ein Antrag nach § 31 Abs. 3 Satz 4 EnWG die Entgelte für den Anschluss größerer neuer Erzeugungsanlagen oder Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie sowie Speicheranlagen, so kann die Regulierungsbehörde die Fristen verlängern. Auch § 31 Abs. 3

Satz 4 EnWG enthält keine abweichenden rechtlichen Vorgaben für Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Speicheranlagen.

(3) Einordnung

Die Kategorie der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie i.S.d. EnWG ist erstmals im Jahr 2009 mit der Regelung des § 118 Abs. 7 EnWG a.F. im Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze in das EnWG aufgenommen worden.⁸⁰ Zuvor kannte das EnWG lediglich die Kategorie der Erzeugungsanlage und die Kategorie der Speicheranlage i.S.v. § 3 Nr. 31 EnWG. Mit dem Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom Juli 2011 wurde § 118 Abs. 7 EnWG neu gefasst und die gegenwärtige Regelung zur Befreiung der PSW von der Netzentgeltspflicht in § 118 Abs. 6 EnWG aufgenommen.⁸¹ Gemäß § 118 Abs. 7 EnWG a.F. waren nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete PSW und andere Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die bis zum 31. Dezember 2019 in Betrieb gegangen sein werden, für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Der ursprüngliche Gesetzentwurf der Bundesregierung⁸² sowie die Stellungnahme des Bundesrates⁸³ hatten die Einfügung des § 118 Abs. 7 EnWG a.F. nicht vorgesehen. Dieser ist erst in der Beschlussempfehlung und dem Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie in den Gesetzentwurf eingefügt worden.⁸⁴

Eine Definition oder eine nähere Beschreibung von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie enthält die Gesetzesbegründung zum Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze nicht.⁸⁵ Allerdings adressieren § 118 Abs. 6 EnWG wie auch die Gesetzesbegründung sowohl „PSW und andere Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“. Hieraus folgt, dass PSW eine Unterkategorie der Kategorie der Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie sind. Mit dem Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom Juli 2011 wurde – wie bereits erwähnt – § 118 Abs. 7 EnWG neu gefasst und die gegenwärtige Regelung zur Befreiung der PSW von der Netzentgeltspflicht in § 118 Abs. 6 EnWG aufgenommen. Nach der Gesetzesbegründung soll durch die Verlängerung des Zeitraums der befristeten Befreiung von den Netzentgelten der wirtschaftliche Anreiz für Investitionen in neue Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie erhöht werden. Auch die

⁸⁰ Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze vom 21.08.2009, BGBl. I S. 2870 (Nr. 55).

⁸¹ Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26.07.2011, BGBl. I, S. 1554. Vgl. dazu BT-Drs. 17/6072 und BR-Drs. 343/11.

⁸² Vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung, BT-Drs. 16/10491.

⁸³ Vgl. Stellungnahme des Bundesrates, BR-Drs. 559/08.

⁸⁴ Vgl. Beschlussempfehlung und den Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie, BT-Drs. 16/12898, S. 6 und 20.

⁸⁵ Vgl. BT-Drs. 16/12898, S. 20.

Gesetzesbegründung zum Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften enthält keine nähere Bestimmung der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie.⁸⁶

Mit dem Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften im Jahre 2011 wurde nicht nur § 118 Abs. 7 EnWG a.F. neu gefasst und in die gegenwärtige Regelung des § 118 Abs. 6 EnWG n.F. überführt, es wurde zudem die Kategorie der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie auch in die § 13 Abs. 1a EnWG, § 17 Abs. 1 EnWG, § 18 Abs. 2 Satz 1 EnWG, § 19 Abs. 1 EnWG und § 31 Abs. 3 Satz 4 EnWG aufgenommen.⁸⁷

Die Einfügung des § 13 Abs. 1a EnWG war im ursprünglichen Gesetzentwurf der Bundesregierung nicht vorgesehen.⁸⁸ § 13 Abs. 1a EnWG wurde erstmals im Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP aufgeführt.⁸⁹ Von Bedeutung ist zunächst, dass der Gesetzgeber in § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG den Begriff der Erzeugungsanlage als Oberbegriff für Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie und zur Speicherung von elektrischer Energie verwendet. Qua Begriffsbestimmung in § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG wären PSW damit auch Erzeugungsanlagen i.S.d. EnWG. Die Gesetzesbegründung selbst verwendet hingegen nicht den Begriff der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie und spricht von Speichieranlagen. Speichieranlagen i.S.d. EnWG sind – wie bereits geklärt – jedoch nur Gasspeichieranlagen, aber keine Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie.⁹⁰ Gesetzestext und Begründung weichen – wahrscheinlich handelt es sich um ein Redaktionsversehen – voneinander ab. Vor allem aber steht die Verwendung des Begriffs der Erzeugungsanlage als Oberbegriff für Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie und zur Speicherung von elektrischer Energie in Widerspruch zu der mit dem gleichen Artikelgesetz vorgenommenen Einfügung der Kategorie der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie auch in § 17 Abs. 1 EnWG, § 18 Abs. 2 Satz 1 EnWG, § 19 Abs. 1 EnWG und § 31 Abs. 3 Satz 4 EnWG.

Interessanterweise war die Änderung der § 17 Abs. 1 EnWG, § 18 Abs. 2 Satz 1 EnWG, § 19 Abs. 1 EnWG und § 31 Abs. 3 Satz 4 EnWG ebenfalls nicht im ursprünglichen Gesetzentwurf der Bundesregierung⁹¹ – aber ebenso wenig im Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP⁹² – vorgesehen. Erst mit der Beschlussempfehlung und dem Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie findet sich in dem Gesetzentwurf diese Änderung.⁹³ Die Gesetzesbegründung zum Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften erklärt die Einfügung der Kategorie der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie in den § 17 Abs. 1 EnWG, § 18 Abs. 2 Satz 1 EnWG, § 19 Abs. 1 EnWG und

⁸⁶ BR-Drs. 343/11, S. 245.

⁸⁷ Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 28.07.2011, BGBl. I 2011, S. 1554.

⁸⁸ Vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung, BT-Drs. 17/6248.

⁸⁹ Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP BT-Drs. 17/6072, S. 23.

⁹⁰ Vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 71.

⁹¹ Vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung, BT-Drs. 17/6248.

⁹² Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP BT-Drs. 17/6072.

⁹³ Vgl. Beschlussempfehlung und den Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie, BT-Drs. 17/6365, S. 8 und S. 11.

§ 31 Abs. 3 Satz 4 EnWG damit, dass bei einer zunehmenden Einspeisung fluktuierender Energie aus erneuerbaren Energiequellen Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie eine gesteigerte Bedeutung zukommen würde. Das EnWG enthielte bisher - anders als für den Gasbereich – weder eine Definition noch Regelungen (mit Ausnahme des § 118 EnWG), in denen die Rechte der Betreiber von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie gegenüber Betreibern von Energieversorgungsnetzen klar adressiert werden. Es ist daher erforderlich, die Ergänzung vorzunehmen. Es erfolgt eine Gleichstellung von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie mit Erzeugungsanlagen, da Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie zumindest dann, wenn die gespeicherte Elektrizität wieder an das Netz der allgemeinen Versorgung abgegeben wird, mit einer Erzeugungsanlage (z. B. einem Kraftwerk) in Maßen vergleichbar sind.⁹⁴

Aus der Erklärung des Gesetzgebers zur Einfügung der Kategorie der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie auch in die § 17 Abs. 1 EnWG, § 18 Abs. 2 Satz 1 EnWG, § 19 Abs. 1 EnWG und § 31 Abs. 3 Satz 4 EnWG im Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften sowie aus der Aufnahme der Regelung des damaligen § 118 Abs. 7 EnWG mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze in das EnWG folgt im Umkehrschluss, dass die Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie keine Erzeugungsanlagen sind. Anderenfalls hätte der Gesetzgeber den Begriff der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie nicht mit der Begründung in das EnWG aufnehmen müssen, dass die Rechte der Betreiber von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie gegenüber Betreibern von Energieversorgungsnetzen durch die Aufnahme dieses Begriffs nunmehr klar adressiert würden. Von Bedeutung ist vor allem die Aussage, dass sich durch die Aufnahme der Kategorie der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie eine Gleichstellung von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie mit Erzeugungsanlagen erfolge, da Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie zumindest dann, wenn die gespeicherte Elektrizität wieder an das Netz der allgemeinen Versorgung abgegeben wird, mit einer Erzeugungsanlage (z. B. einem Kraftwerk) in Maßen vergleichbar seien. Denn aus dieser Aussage folgt, dass Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie eigentlich eine Kategorie sui generis sind, für die nicht ohne weiteres die Rechte und Pflichten von Erzeugungsanlagen gelten. Diese Erklärung des Gesetzgebers steht allerdings in Widerspruch zu der Begriffsverwendung des Begriffs der „Erzeugungsanlage“ als Oberbegriff für Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie und zur Speicherung von elektrischer Energie in § 13 Abs. 1a EnWG.

§ 13a EnWG ist mit dem Dritten Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften im Jahr 2012 in das EnWG eingefügt worden.⁹⁵ Der ursprüngliche Gesetzentwurf des Bundesrates⁹⁶ sowie der Gesetzentwurf der Bundesregierung⁹⁷ sahen die Einfügung des

⁹⁴ Vgl. BT-Drs. 17/6365, S. 35.

⁹⁵ Vgl. Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 20.12.2012, BGBl. I S. 2730.

⁹⁶ BT-Drs. 17/10754.

⁹⁷ Vgl. BT-Drs. 17/6248.

§ 13a EnWG zunächst nicht vor, dieser ist erst in der Beschlussempfehlung und dem Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie in den Gesetzentwurf eingefügt worden.⁹⁸

Auch in Zusammenhang mit der Einfügung des § 13a EnWG ist zunächst von Bedeutung, dass der Gesetzgeber in § 13a EnWG – entsprechend den im Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften im Jahre 2011 eingefügten § 17 Abs. 1 EnWG, § 18 Abs. 2 Satz 1 EnWG, § 19 Abs. 1 EnWG und § 31 Abs. 3 Satz 4 EnWG – die Begriffe Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie und Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie gegenüberstellt. Hingegen passt – wie soeben ausgeführt – diese Gegenüberstellung nicht zu der Begriffsverwendung in § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG. Auffällig ist darüber hinaus, dass – wie bei der Einfügung des § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG im Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften – Gesetzestext und Gesetzesbegründung voneinander abweichen. Während der Gesetzestext zwischen der Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie und der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie unterscheidet, erklärt die Gesetzesbegründung den Begriff des Kraftwerks.⁹⁹ Nach der Gesetzesbegründung zur Einfügung des § 13a EnWG würden Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie insofern wieder unter den Begriff der Kraftwerksanlage und letztendlich unter den Begriff der Erzeugungsanlage fallen. Diesem Verständnis steht allerdings der Gesetzestext der § 17 Abs. 1 EnWG, § 18 Abs. 2 Satz 1 EnWG, § 19 Abs. 1 EnWG und § 31 Abs. 3 Satz 4 EnWG entgegen.

Diese widersprüchliche Begriffsverwendung der „Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie“ und der „Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie“ findet sich auch in den zur Konkretisierung der Regelungen des EnWG erlassenen Rechtsverordnungen wieder.

Dies gilt insbesondere für die ResKV, die zur Präzisierung der gesetzlichen Eingriffsbefugnisse der §§ 13 Abs. 1a und 15 sowie 13a EnWG im Juni 2013 erlassen wurde. Nach § 1 Abs. 1 ResKV regelt diese das Verfahren der Beschaffung einer Netzreserve aus bestehenden Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie (Anlagen). In § 1 Abs. 1 ResKV wird die in § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG angelegte Kategorisierung des Begriffs der Erzeugungsanlage insofern nicht aufgenommen, sondern es werden vielmehr Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie in einer eigenständigen Kategorie „Anlage“ zusammengefasst. Damit wird neben dem Oberbegriff der Erzeugungsanlage für Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie und zur Speicherung von elektrischer Energie der Begriff der „Anlage“ als weiterer Oberbegriff für Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie und zur Speicherung von elektrischer Energie eingeführt.

Die KraftNAV ist u.a. auf Grundlage von § 17 Abs. 3 Satz 1 EnWG im Jahre 2007 erlassen worden. Die Verwendung des Begriff der Erzeugungsanlage als Oberbegriff für Anlagen zur Erzeugung und zur Speicherung von elektrischer Energie in § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG ent-

⁹⁸ Vgl. Beschlussempfehlung und den Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie BT-Drs. 17/11705, S. 51.

⁹⁹ Vgl. BT-Drs. 17/11705, S. 12 f. und S. 51.

spricht der Verwendung des Begriffs der Erzeugungsanlagen in der KraftNAV. Der Anschluss von PSW an Elektrizitätsversorgungsnetze erfolgt in der Praxis auf Grundlage der KraftNAV. Nach § 1 Abs. 1 KraftNAV regelt diese die Bedingungen für den Netzanschluss von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Erzeugungsanlagen) mit einer Nennleistung ab 100 MW an Elektrizitätsversorgungsnetze mit einer Spannung von mindestens 110 Kilovolt. Die im Jahre 2007 erlassene KraftNAV ist insofern nicht auf die in § 17 Abs. 1 Satz 1 EnWG – der Ermächtigungsgrundlage der KraftNAV – angelegte Unterscheidung zwischen Erzeugungsanlagen und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie angepasst worden und führt daher eine eigenständige Begriffsverwendung fort. Stattdessen entspricht die KraftNAV der Begriffsverwendung der Erzeugungsanlage in § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG.

Für die Ausbildung des Begriffs sowie für die Entwicklung eines etwaigen zukünftigen Sonderrechts für Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie ist weiterhin von Interesse, dass mit dem Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom Juli 2011 auch § 14a EnWG in das EnWG eingefügt wurde. Gemäß § 14a EnWG haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird. Auch wenn diese Vorschrift nur den Bereich der Niederspannung betrifft und daher für PSW nur relevant ist, zeigt sie doch einen innovativen Regelungsansatz in Bezug auf die Steuerung von Speicheranlagen.

Bereits der ursprüngliche Gesetzentwurf der Bundesregierung zum Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften sah die Einfügung eines § 14a EnWG vor.¹⁰⁰ Allerdings sollte nach dem Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP in § 14a EnWG der Satz eingefügt werden, dass als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung auch Einrichtungen für die Speicherung von elektrischer Energie gelten sollten.¹⁰¹ Die Gesetzesbegründung erklärt hierzu, dass zur besseren Steuerung von Angebot und Nachfrage zukünftig zeit- und lastvariable Tarife angeboten werden sollen und Informationselektronik sowohl auf der Verbraucherseite (Smart Meter) als auch auf der Netzseite (Smart Grid) zum Einsatz kommen solle. Zur Absenkung von Lastspitzen und zur Optimierung des Netzbetriebs könnten unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen vom Lieferanten oder Netzbetreiber gesteuert werden. Der Katalog der geeigneten Verbrauchseinrichtungen sollte daher auf Haushaltsgroßgeräte, Wärmepumpen, Klimaanlageanlagen sowie Einrichtungen für die Speicherung von elektrischer Energie erweitert werden.¹⁰²

Der Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP hat sich letzten Endes nicht durchgesetzt. Ansonsten wäre im EnWG eine weitere Kategorie einer Speicheranlage einge-

¹⁰⁰ Vgl. Gesetzentwurf der Bundesregierung, BT-Drs. 17/6248, S. 24 und 73.

¹⁰¹ Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP BT-Drs. 17/6072, S. 23.

¹⁰² Vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 23.

führt worden, die weder legaldefiniert, näher konkretisiert oder energiewirtschaftlich eingeordnet gewesen wäre, die aber von bereits bestehenden Begriffen der Speicheranlage i.S.v. § 3 Nr. 31 EnWG und der Anlage zur Speicherung elektrischer Energie i.S.d. EnWG abgegrenzt hätte werden müssen.

bb) EEG

Gemäß § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG ist eine Anlage i.S.d. EEG jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien gelten nach § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG auch solche Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln. In der Begründung zu dieser sogenannten **Anlagenfiktion** des § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG hat der Gesetzgeber erklärt, dass von dieser Regelung bspw. Druckluftspeicherkraftwerke, die Speicherung der Energie als Wasserstoff oder als chemische Energie erfasst seien.¹⁰³ Von PSW spricht der Gesetzgeber in diesem Zusammenhang nicht.

Gemäß § 16 Abs. 1 Satz 1 EEG müssen die Netzbetreiber Anlagenbetreibern Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien einsetzen, nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 EEG vergüten. Gemäß § 16 Abs. 2 EEG besteht die Verpflichtung nach § 16 Abs. 1 EEG auch dann, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sie sich auf die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird. Die Vergütungshöhe bestimmt sich nach der Höhe der Vergütung, die der Netzbetreiber bei einer Einspeisung des Stroms in das Netz ohne Zwischenspeicherung an die Anlagenbetreiberin oder den Anlagenbetreiber zahlen müsste. Zu vergüten ist nach § 16 Abs. 2 Satz 2 EEG auch der Strom, der aus dem Speicher in das Netz ausgespeist wird. Als Speicher kommen ausweislich der Gesetzesbegründung explizit Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Batteriespeicher oder Lithium-Ionen-Batterien in Betracht.¹⁰⁴

PSW können also im Sinne des EEG insofern auch Einrichtungen sein, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln.

cc) Speicheranlagen i.S.d. EnWG

Schließlich ist in Zusammenhang mit der Einordnung von PSW als Anlagen zur Speicherung von Energie bzw. als Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie noch darauf hinzuweisen, dass das EnWG ein Sonderrecht für Speicheranlagen enthält. Wie bereits geklärt, sind Speicheranlagen im Begriffskatalog des § 3 EnWG als Anlagen zur Speicherung von Gas

¹⁰³ Vgl. BT-Drs. 16/8148, S. 38.

¹⁰⁴ Gesetzesbegründung zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 65 f.

legaldefiniert. § 3 Nr. 31 EnWG entspricht Art. 2 Nr. 9 RL 2009/73/EG.¹⁰⁵ Speicheranlagen i.S.d. EnWG sind insofern nur Gasspeicheranlagen, aber keine PSW.

Der Zugang zu Speicheranlagen erfolgt nach § 26 EnWG auf vertraglicher Grundlage nach § 28 EnWG. Die §§ 20 bis 24 EnWG gelten ausdrücklich nicht. Der Zugang muss nur nach § 28 Abs. 1 EnWG gewährt werden, sofern er für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung der Kunden technisch oder wirtschaftlich erforderlich ist. Der Zugang erfolgt im Wege des verhandelten Zugangs. Dies alles gilt für PSW nicht; diesen gegenüber kann dieser Anspruch Dritter auf Zugang zur Anlage nicht durchgesetzt werden.

b) Österreich

aa) Speicheranlagen i.S.d. EIWOG

Weder das EIWOG noch die jeweiligen Ausführungsgesetze der Bundesländer verwenden den Begriff des Speichers für elektrische Energie.¹⁰⁶ Speichern für elektrische Energie und damit auch PSW werden dementsprechend auch keine spezifische energiewirtschaftliche Rolle im EIWOG zugewiesen. Weder Speicher für elektrische Energie noch PSW sind in den einschlägigen Rechtsgrundlagen als eigene energiewirtschaftliche Wertschöpfungsstufe abgebildet.

Zwar ordnet die ElektrizitätsstatistikVO in § 5 Abs. 2 Z 3 sowie in § 6 Abs. 2 Z 4 PSW als Speicherkraftwerke ein. Diese Einteilung dient jedoch ausschließlich einer differenzierten Erfassung von Daten von Energienutzung und -verbrauch, ohne dass sich hieraus als Konsequenz ableiten ließe, PSW seien grundlegend energiewirtschaftsrechtlich als Speicher einzuordnen.

bb) Speicheranlagen i.S.d. GWG

Soweit in den energiewirtschaftsrechtlichen Gesetzen und Verordnungen der Begriff des Speichers oder der Speicheranlage verwendet wird, handelt es sich hierbei qua gesetzlicher Definition um Gasspeicher und nicht um PSW. Nach § 7 Abs. 1 Z 57 GWG ist eine Speicheranlage eine einem Erdgasunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Erdgas, mit u. a. der Ausnahme von Einrichtungen, die ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Funktionen vorbehalten sind.

Schon der Umstand, dass einzelne Begriffsbestimmungen in Zusammenhang mit dem Betrieb und der Funktion von Erdgasspeichern durch den Gesetzgeber legal definiert worden sind, deutet darauf hin, dass Erdgasspeicher eine spezifische energiewirtschaftliche Rolle erfüllen. Diese Rolle ist nicht zuletzt von Art. 33 RL 2009/73/EG vorgegeben und findet

¹⁰⁵ Vgl. dazu auch BT-Drs. 15/3917, S. 48 zum Begriff des Betreibers von Speicheranlagen in § 3 Nr. 9 EnWG und Art. 2 Nr. 10 der RL 2009/73/EG.

¹⁰⁶ Vgl. dazu das EIWOG sowie die jeweiligen Ausführungsgesetze Bgld. EIWG, K-EIWOG, NÖ EIWG, Oö. EIWOG, Sbg LEG, Strmk. EIWOG, TEG, VlbG EIWiG und WEIWG.

ihre Umsetzung in den §§ 97 ff. GWG. Geregelt ist u.a. das Zugangsregime zu Gasspeichern für Dritte gemäß § 97 Abs. 1 GWG.

Dies alles gilt auch im österreichischen Recht nicht für PSW.

c) Schweiz

aa) Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie

Die einschlägigen energiewirtschaftlichen Regelungen der Schweiz verwenden den Begriff des Speichers für elektrische Energie ebenfalls nicht. Speicher für elektrische Energie und damit auch PSW werden dementsprechend weder im EnG noch in der EnV, im StromVG oder der StromVV eine spezifische energiewirtschaftliche Rolle zugewiesen. Gleiches gilt für das EleG. Folglich werden weder Speicher für elektrische Energie noch PSW in den einschlägigen Rechtsgrundlagen als eigene energiewirtschaftliche Wertschöpfungsstufe abgebildet.

Die Rechtslage in der Schweiz unterscheidet sich diesbezüglich also nicht von der in Deutschland und Österreich.

bb) Gasspeicheranlagen

In der Schweiz existieren allerdings – entsprechend den Regelungen im EnWG und im GWS – energiewirtschaftliche Sonderregelungen für den Zugang zu Erdgasspeichern (siehe Art. 1 Satz Rohrleitungsgesetz).¹⁰⁷

d) Analyse

Den Rechtsordnungen in Deutschland, Österreich und der Schweiz ist gemeinsam, dass es noch kaum rechtliche Vorgaben für die Speicherung von elektrischer Energie im Allgemeinen, und PSW im Besonderen gibt. PSW im konkreten wie Speichern für elektrischer Energie im Allgemeinen werden in den drei Ländern weder eine spezifische energiewirtschaftliche Rolle zugewiesen, noch werden PSW energiewirtschaftsrechtlich explizit als eigene Wertschöpfungsstufe eingeordnet.

Zu bedenken ist in diesem Zusammenhang auch, dass PSW nur eine Art von Speichern für elektrische Energie darstellen. Auch mit weiteren Möglichkeiten der Speicherung von bereits erzeugtem Strom, um diesen zu einem späteren Zeitpunkt zu nutzen, befassen sich die einschlägigen energiewirtschaftsrechtlichen Gesetze und Verordnungen der drei Länder nicht explizit. Da im deutschen Energierecht mittlerweile der Begriff der Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie eingeführt wurde, gelten die diesbezüglichen Vorschriften auch für sonstige Speicherarten für elektrische Energie, bspw. Druckluftspeicher, Power-to-Gas-Anlagen

¹⁰⁷ Vgl. dazu die Ausführungen von Jagmetti, in: Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht, Band VII, Energierecht, Rn. 3601 ff. und 3701 ff.

oder Batteriespeicher. Im Einzelnen bestehen diesbezüglich aber Regelungslücken, was hier nicht weiter zu vertiefen ist.

Während die einschlägigen energiewirtschaftsrechtlichen Gesetze und Verordnungen der drei Länder jeweils spezielle Rechte und Pflichten für die Erzeugung sowie den Verbrauch von Strom statuieren, existieren für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie keine spezifischen Rechte und Pflichten. Die ersten Ansätze des Rechtsrahmens in Deutschland und Österreich, die besondere energiewirtschaftliche Funktionen von Speichern zu berücksichtigen, enthalten beinahe ausschließlich Regelungen über Befreiungen oder Reduzierungen von der Verpflichtung von PSW zur Entrichtung von Netzentgelten. Überhaupt lässt sich feststellen, dass sich die rechtliche Befassung von Regulierungsbehörden, Gerichten und des Gesetzgebers bisher vornehmlich auf den Umgang mit PSW in Zusammenhang mit der Verpflichtung zur Entrichtung von Netzentgelten konzentriert hat.

Insbesondere in der deutschen Rechtsordnung wird der Begriff der Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie nicht in systematisch konsistenter Weise verwendet. Im EnWG sowie in der ResKV und der KraftNAV wird in einigen Regelungen zwischen den Kategorien der Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie und der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie unterschieden, in anderen Regelungen wird jedoch der Begriff der Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie unter den Oberbegriff der Erzeugungsanlage gefasst oder es wird nicht zwischen Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie und der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie differenziert. Diese Begriffsbildung sollte geschärft werden.

Die Aufnahme dieser Regelungen in den Übergangsvorschriften, vor allem aber der Umstand, dass in Österreich und in der Schweiz zunächst eine grundsätzliche Verpflichtung von PSW zur Entrichtung von Netzentgelten festgelegt wurde und anschließend im zweiten Gesetzgebungsprozess Ausnahmeregelungen erlassen wurden, zeigt jedoch, dass der Gesetzgeber die Rolle für PSW nicht abschließend gefunden hat. Insbesondere der Umstand, dass zukünftig mit veränderten Rahmenbedingungen am Energiemarkt zu rechnen ist in Kombination mit der fehlenden gesetzlichen Einordnung von Stromspeichern im Allgemeinen wie von PSW im Konkreten, führt zu Rechtsunsicherheiten und damit letzten Endes auch zu Investitionsunsicherheiten.

In diesem Zusammenhang ist nochmals hervorzuheben, dass die Funktion von PSW als Speicher bei ihrer Einordnung nicht berücksichtigt wird, sondern im Vordergrund die Aktivitäten „Erzeugung und Verbrauch“ stehen. Exemplarisch heranzuziehen ist die Aussage des BGH in der ersten grundlegenden Entscheidung zur Netzentgeltspflicht von PSW, in der dieser erklärt, die Entnahme von Energie durch PSW aus dem Netz und die Einspeisung von PSW in das Netz seien zwei (rechtlich) getrennte Vorgänge. Dem stehe nicht entgegen, dass PSW ihrer Funktion nach letztlich die Bedeutung eines Speichers haben würden, weil sie

Strom in der Überschussphase entnehmen und in der Mangelsituation einspeisen.¹⁰⁸ Dies wird der besonderen Funktion von PSW für den Energiemarkt nicht gerecht.

Mangels gesetzlicher Anknüpfungspunkte müssen PSW letztendlich zwangsläufig sowohl dem Bereich der Erzeugung als auch dem Bereich des Verbrauchs zugeordnet werden. Während hinsichtlich der Einordnung als Letztverbraucher Sonderregelungen über die Befreiung von der Verpflichtung von PSW zur Entrichtung von Netzentgelten bestehen, existieren hinsichtlich der Einordnung von PSW als Erzeugungsanlagen keine solchen Ausnahmeregelungen, weder hinsichtlich des Netzanschlusses, noch der Abnahme des eingespeisten Stroms oder hinsichtlich von Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität.

Zwar wird in energiewirtschaftsrechtlichen Gesetzen und Verordnungen der Begriff der Speicheranlage verwendet, hierbei handelt es sich qua gesetzlicher Definition jedoch um Gasspeicher. Die Regelungen zu Gasspeichern im EnWG und im GWG erklären sich nicht zuletzt vor dem Hintergrund der RL 2009/73/EG, in deren Umsetzung diese Regelungen erlassen worden sind. Insofern ist die mangelnde rechtliche Normierung des Einsatzes und des Betriebes von PSW auch dadurch zu erklären, dass es an Vorgaben des Unionsrechts hierzu mangelt.

PSW lassen sich aus systematischer Perspektive in den gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Rechtsrahmen von Deutschland, Österreich und der Schweiz **nicht als Teil der Netzinfrastuktur** einordnen. Auch hier zeigt sich deutlich der Unterschied zwischen PSW als Speicher für elektrische Energie und Gasspeichern. Diese werden unter bestimmten Voraussetzungen als Teil der Netzinfrastuktur verstanden.¹⁰⁹ Es liegt auf der Hand, dass nach der Systematik des EnWG PSW als Letztverbraucher von Energie wie auch als Erzeuger von Energie selbst nicht als Bestandteil der Netzinfrastuktur eingeordnet werden können. Es fällt aber auf, dass in den einschlägigen Gesetzesbegründungen und gerichtlichen Entscheidungen zu PSW stets die **netzdienliche Funktion von PSW** herausgehoben wird. In der Übergangsregelung des § 118 Abs. 6 EnWG wurde die befristete Befreiung von PSW von den Netzentgelten damit begründet, dass die Erhöhung der elektrischen Pump- oder Turbinenleistung die Fähigkeit der Anlagen, Beiträge zur Netzstabilität zu leisten, verbessere. Die Befreiungsmöglichkeit solle Investitionen in Umbau und Erweiterungsmaßnahmen anreizen, die den Nutzen von PSW für das elektrische System erhöhen würden. Die PSW würden durch netzdienliches Nutzungsverhalten zur gewünschten Netzentlastung beitragen.¹¹⁰

Der BGH hat in der Entscheidung, in der er festgestellt hat, dass PSW Letztverbraucher i.S.d. § 3 Nr. 25 EnWG und damit entgeltpflichtiger Netznutzer nach § 14 Abs. 1 Satz 1 StromNEV sind, erklärt, dass der Einordnung als Letztverbraucher auch **nicht die netzstabilisierende Funktion** der PSW entgegenstehe. Es möge sein, dass PSW energiewirtschaft-

¹⁰⁸ BGH, Beschluss vom 17.11.2009 - EnVR 56/08, juris, Rn. 9f.

¹⁰⁹ Schulte-Beckhausen, in: Hempel/Franke, EnWG, § 6, Rn. 11.

¹¹⁰ Vgl. BT-Drs. 343/11, S. 246.

lich eine wesentliche Funktion zukomme, weil sie antizyklisch die Auslastung der Netzinfrastruktur steuern könnten. Sie seien insbesondere in der Lage, Strom aus dem Netz zu nehmen, wenn eine Überlastung drohe. Im Zusammenhang mit den Erneuerbaren Energien hätten die PSW eine besondere Bedeutung, weil die Energieeinspeisung dieser Energieträger stark von den äußeren Rahmenbedingungen abhängt. Die Funktionsweise von PSW erlaube den Strombezug aus dem Netz auch in solchen Phasen, in denen aus Erneuerbaren Energien kein Strom gewonnen werden könne.¹¹¹

Die Konsequenz einer langfristigen Einordnung von PSW als Teil der Netzinfrastruktur wäre, dass PSW dann auch der staatlichen Bedarfsplanung für Stromnetze unterfallen würden. Im Rahmen des Workshops am 14. August 2013 in Berlin haben Marktteilnehmer die Auffassung vorgetragen, dass grundsätzlich PSW nicht der Netzinfrastruktur zugeordnet werden sollten. Es wurde aber daraufhin hingewiesen, dass vor der Entflechtung der integrierten Unternehmen PSW betriebsintern der Netzinfrastruktur zugerechnet worden seien. Ob im Einzelfall eine vollständige Zuordnung eines PSW zu einem Übertragungsnetz mit den Vorgaben der Entflechtung vereinbar wäre, kann hier nicht vertieft werden und bedürfte einer gesonderten Prüfung.

5. EINORDNUNG ALS ANLAGEN ZUR ERZEUGUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

a) Deutschland

PSW zählen gemäß § 3 Nr. 1 S. 2 EEG – zumindest theoretisch - zu den Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und genießen das Anschlussprivileg nach § 5 EEG, können sich aber nicht auf das Abnahme-, Durchleitungs- und Verteilungsrecht nach § 8 Abs. 1 EEG berufen. Voraussetzung für die Anlagenfiktion des § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG ist, dass PSW ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energien aufnehmen. Dies dürfte in der Praxis kaum vorkommen; dies erfordert nämlich eine Direktleitung zwischen der EE-Anlage und dem PSW, sowie dass kein sonstiger Graustrom bezogen wird.

Gemäß § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG ist eine Anlage i.S.d. EEG jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Im technisch-naturwissenschaftlichen Sinn produziert ein PSW jedoch keine Energie aus einem erneuerbaren Energieträger wie z. B. aus Wind, Sonne oder Erdwärme. Sie werden jedoch ausschließlich in dem Fall, wenn sich zwischengespeicherte Energie, die wiederum ausschließlich aus Erneuerbaren Energien stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln gemäß § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG in rechtlicher Hinsicht privilegiert. Die sogenannte Anlagenfiktion in § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG wurde mit dem Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich im Jahre 2008 eingefügt, findet sich also erstmals im

¹¹¹ BGH, Beschluss vom 17.11.2009 - EnVR 56/08, Rn. 19.

EEG 2009.¹¹² Unmittelbar aus PSW entnommener Strom ist daher zunächst weder unmittelbar Strom aus Erneuerbaren Energien noch Strom aus Wasserkraft.¹¹³

Kommen für den Pumpvorgang, der Wasser aus einem tiefer gelegenen Becken in ein höher gelegenes Sammelbecken leitet, ausschließlich Erneuerbare Energien zum Einsatz, ist auch die im Wasser zwischengespeicherte Energie als erneuerbare Energie zu qualifizieren. Indem das abfließende Wasser die Drehturbinen antreibt, erzeugen PSW Strom und wandeln die zwischengespeicherte Energie aus Erneuerbaren Energien wieder in Energie um. Für den aus der zwischengespeicherten Energie gewonnenen Strom aus ursprünglich erneuerbaren Energieträgern entsteht mit der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung gemäß § 16 Abs. 2 EEG eine Vergütungspflicht. Da der Pumpvorgang mit den unterschiedlichsten Erneuerbaren-Energien-Anlagen erfolgen kann, ist auch die Behandlung von Strom, der aus PSW in die Netze eingespeist wird, hinsichtlich der Anwendung der Vergütungsregelungen des EEG dementsprechend differenziert.¹¹⁴

Nach § 5 Abs. 1 EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen. Von der Anschlusspflicht nach § 5 Abs. 1 Satz 1 sind diejenigen Anlagen erfasst, die unter die Legaldefinition des § 3 Nr. 1 EEG fallen. Da PSW nach § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien sind, fallen PSW unter den **Anschlussvorrang nach § 5 EEG**. Voraussetzung ist jedoch, dass der **Pumpvorgang ausschließlich mit Strom aus regenerativen Energien** erfolgt. Da die Netzanschlussregelungen des EEG im Verhältnis zum EnWG lex specialis sind, finden die Vorschriften zum Netzanschluss nach dem EnWG folglich auf PSW, die ausschließlich erneuerbaren Energien für den Pumpvorgang einsetzen, keine Anwendung. Es ist aber nochmal darauf hingewiesen, dass dies ein theoretischer Fall ist, weil dieser Fall voraussetzt, dass eine „grüne Direktleitung“ zwischen der EE-Anlage und den PSW besteht.

Nach § 8 Abs. 1 EEG sind Netzbetreiber ferner dazu verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Erneuerbare Energien im Sinne des § 3 Nr. 3 EEG sind Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Depo-niegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie. Anders als beim Anschlussvorrang nach § 5 EEG stellt § 8 Abs. 1 EEG darauf ab, ob der Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt wurde und nicht darauf, ob es sich um Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien handelt. Die Anlagenfiktion gemäß § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG greift daher beim Abnahme-, Durchleitungs- und Verteilungsvorgang nach § 8 Abs. 1 EEG nicht. Da in PSW der Strom aus Erneuerbaren Ener-

¹¹² Vgl. BT-Drs. 16/8148, S. 38.

¹¹³ Ekar dt/Henning, in: Frenz/Müggenborg, Kommentar zum EEG, § 3, Rn. 48.

¹¹⁴ Vgl. hierzu die Ausführungen in Abschnitt B. II. 5. a) Vergütung für die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien.

gien nicht erzeugt, sondern nur gespeichert wird, müssen Netzbetreiber den Strom, der aus PSW in die Netze eingespeist wird, nicht vorrangig abnehmen, übertragen und verteilen.

b) Österreich

PSW sind in Österreich qua gesetzlicher Anordnung keine Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern.

Die Förderung der Erzeugung von Ökostrom ist im ÖSG geregelt. Gemäß § 5 Abs. 1 Z 5 ÖSG ist eine Anlage i.S.d. ÖSG eine „Stromerzeugungsanlage, die zumindest teilweise aus Erneuerbaren Energieträgern Ökostrom erzeugt und als Ökostromanlage, Mischfeuerungsanlage oder Hybridanlage anerkannt ist“. In § 5 Abs. 1 Z 23 ÖSG wird der Begriff der Ökostromanlage als „Anlage, die ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern Ökostrom erzeugt und als solche anerkannt ist“ definiert.¹¹⁵ Die Anlagen, die ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energieträgern erzeugen, müssen gemäß § 7 ÖSG durch einen Bescheid des Landeshauptmannes des Landes, in welchem sich die Anlage befindet, als Ökostromanlage förmlich anerkannt werden.

Erneuerbare Energieträger sind gemäß § 5 Abs. 1 Z 13 ÖSG erneuerbare, nichtfossile Energieträger (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Abfall mit hohem biogenen Anteil, Deponiegas, Klärgas und Biogas), einschließlich Tiermehl, Ablauge oder Klärschlamm.

Ähnlich wie im deutschen EEG werden demnach die Begriffe der „(Ökostrom)-Anlage“ und der Begriff der „erneuerbaren-Energie(träger)“ getrennt legaldefiniert. Man könnte demnach ebenso die Qualifikation des PSW als erneuerbare Energieanlage davon abhängig machen, welche Energie für den Pumpvorgang zum Einsatz gekommen ist. In Abweichung zum deutschen Gesetzgeber hat der österreichische Gesetzgeber jedoch eine Klarstellung hinsichtlich PSW aufgenommen. Gemäß § 5 Abs. 1 Z 23 ÖSG ist Strom, der als Ergebnis der Speicherung in Speichersystemen gewonnen wird, kein Strom aus erneuerbaren Energieträgern. Insofern sind **PSW keine Anlagen zur Erzeugung von Ökostrom** i.S.d. ÖSG.¹¹⁶

Weder im EIWOG noch in den jeweiligen Ausführungsgesetzen der Bundesländer finden sich vom ÖSG abweichende Aussagen zur Einordnung von PSW als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern.¹¹⁷

¹¹⁵ Vgl. zum Begriff der Ökostromanlage nach der alten Rechtslage Rabl/Hauenschild, Ökostromrecht, § 5, Rn. 13.

¹¹⁶ Vgl. dazu auch Schanda, Strom aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich, S. 5, Fn. 12.

¹¹⁷ Vgl. dazu das EIWOG sowie die jeweiligen Ausführungsgesetze Bgld. EIWG, K-EIWOG, NÖ EIWG, Oö. EIWOG, Sbg LEG, Strmk. EIWOG, TEG, VlbG EIWiG und WEIWG.

c) Schweiz

Der Begriff der Anlage zur Erzeugung von erneuerbaren Energie ist in der Rechtsordnung der Schweiz nicht definiert, allerdings finden sich in den Begriffsbestimmungen des StromVG und der EnV Legaldefinitionen für das Begriffsverständnis von Erneuerbaren Energien.

Nach Art. 4 Abs. 1 Bst. c StromVG sind erneuerbare Energien Wasserkraft, Sonnenenergie, Geothermie, Umgebungswärme, Windenergie und Energie aus Biomasse und aus Abfällen aus Biomasse. Das EnG enthält eine solche Definition von „erneuerbaren Energien“ nicht. Nach Art. 1 EnV sind erneuerbare Energien Wasserkraft, Sonnenenergie, Geothermie, Umgebungswärme, Windenergie, Energie aus Biomasse und aus Abfällen aus Biomasse. Die Definitionen in Art. 4 Abs. 1 Bst. c StromVG und in Art. 1 EnV sind insofern identisch.

Den Regelungen lässt sich nicht unmittelbar – ähnlich dem österreichischen Gesetzestext - entnehmen, ob PSW Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien sind. Unter Berücksichtigung der weiteren Regelungen im Schweizer Energierecht kann diese Einordnung letztlich dahinstehen, da für Wasserkraftwerke, zu welchen auch PSW zu zählen sind, keine besonderen Anschluss-, Abnahme- und Vergütungsvorschriften greifen.

Gemäß Art. 7 Abs. 1 Satz 1 EnG sind Netzbetreiber verpflichtet, in ihrem Netzgebiet erneuerbare Energien, ausgenommen Elektrizität aus Wasserkraftanlagen mit einer Leistung über 10 MW, in einer für das Netz geeigneten Form abzunehmen und zu vergüten. Nach Art. 7a Abs. 1 EnG sind Netzbetreiber verpflichtet, in ihrem Netzgebiet die gesamte Elektrizität, die aus Neuanlagen durch die Nutzung von Sonnenenergie, Geothermie, Windenergie, Wasserkraft bis zu 10 MW, sowie Biomasse und Abfällen aus Biomasse gewonnen wird, in einer für das Netz geeigneten Form abzunehmen und zu vergüten, sofern diese Neuanlagen sich am betreffenden Standort eignen. Die Leistungsgrenze von 10 MW für Wasserkraftwerke nach Artikel 7 Abs. 1 EnG bezieht sich gemäß Art. 2c EnV auf die Bruttoleistung. Für deren Berechnung gilt Art. 51 des WRG CH, wonach die maßgebende Bruttokraft die aus den nutzbaren Gefällen und Wassermengen berechnete mittlere mechanische Bruttoleistung des Wassers ist. Als nutzbares Gefälle wird der Höhenunterschied des Wasserstandes zwischen dem Ort der Entnahme des Wassers aus dem öffentlichen Gewässer und dessen Wiederabgabe in dasselbe angesehen. Als nutzbare Wassermengen werden die wirklich zufließenden Mengen angesehen, soweit sie nicht die Aufnahmefähigkeit der in der Konzession bewilligten Anlagen überschreiten. PSW erzeugen in ihrer üblichen technischen Auslegung eine Leistung von mehr als 10 MW. Da PSW in der Schweiz jeweils eine maximal mögliche Leistung von über 10 MW besitzen¹¹⁸, besteht für die Elektrizität aus PSW generell keine Abnahme- und Vergütungspflicht. Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW genießen daher, losgelöst von der Einordnung als erneuerbare Energie-Anlagen i.S.d. StromVG, des

¹¹⁸ Vgl. dazu die Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), Bundesamt für Energie (BFE), Sektion Wasserkraft vom 1. Januar 2013, Tabelle 12, abrufbar unter: http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de&dossier_id=01049.

EnG und der EnV, keine der Privilegien, die für Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien vorgesehen sind.

d) Analyse

Festgehalten werden kann zunächst, dass weder der österreichische noch der Schweizer Gesetzgeber PSW durch die jeweils bestehenden Energiegesetze fördert bzw. Anreize setzt, PSW zu errichten.

In Deutschland leiden die Regelungen der PSW unter ihrer Doppelrolle, da es keine Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien sind, obgleich sie diesen rechtlich gleich gestellt werden, ohne jedoch sämtliche Privilegien zu genießen. PSW sind im Vergleich zu sonstigen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien hinsichtlich des Netzanschlusses insofern benachteiligt, als der privilegierte Netzanschluss nur gewährt wird, wenn eine Direktleitung zwischen PSW und den Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien besteht und kein sonstiger „Graustrom“ von dem PSW bezogen wird. Eine solche Konstellation dürfte aber in der Praxis kaum vorkommen. Der von PSW eingespeiste Strom wäre in diesem (theoretischen) Fall wie bei anderen Erneuerbaren-Energie-Anlagen vorrangig abzunehmen, zu verteilen und zu vergüten. Letztlich laufen zumindest die Abnahme und Verteilungsprivilegien aber ebenfalls leer, da der Sinn und Zweck des Einsatzes von PSW gerade der Einsatz in Zeiten ist, in denen regelmäßig zu wenig Strom im Netz ist und demnach kein Problem der Abnahme und der Verteilung besteht. Der deutsche Gesetzgeber sieht ferner eine Vergütung nach dem EEG vor, allerdings nur für den Fall, dass die Wassermengen ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien in das Oberbecken gepumpt wurden. Konsequenterweise bedürfte es dann jedoch einer Direktleitung zwischen dem PSW und der Erneuerbaren-Energie-Anlage, welche den Pumpstrom liefert. Ohne eine entsprechende Direktleitung würde der Strom aus erneuerbaren Energien mit konventionellem Strom vermischt werden, was dazu führt, dass keine Vergütung für die gespeicherte „Graustromenergie“ vom Netzbetreiber zu bezahlen wäre. Darüber hinaus müsste es sich auch in wirtschaftlicher Hinsicht rechnen, den Strom der Erneuerbaren-Energie-Anlagen für den Pumpvorgang zu verwenden, statt ihn unmittelbar ins Netz zu speisen. Abgesehen davon sieht Deutschland keine Regelungen für eine Berechnung der dann zu vergütenden Strommengen vor dem Hintergrund bestehender Reibungsverluste vor. Die für den Pumpvorgang erforderlichen Strommengen dürften regelmäßig nicht mit den dann produzierten Strommengen übereinstimmen, was zu einem Berechnungsproblem nach § 16 Abs. 2 i. V. m. §§ 18-33 EEG bei einer leistungsbezogenen Vergütung führen dürfte. Die Regelungen des EEG versuchen zwar, PSW in das bestehende System des Rechts der Erneuerbaren Energien sinnvoll zu integrieren, es handelt es sich jedoch nicht immer um praxistaugliche Regelungen.

Aus Gründen der Rechtsklarheit sind in der Schweiz und auch in Deutschland klare Regelungen zur Einordnung von PSW im Bereich des Rechts der Erneuerbaren Energien empfehlenswert.

6. ZWISCHENERGEBNIS UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Weder in den energiewirtschaftsrechtlichen Gesetzen und Verordnungen von Deutschland, noch von Österreich oder von der Schweiz werden PSW legaldefiniert. Gleiches gilt für den Begriff des Speichers für elektrische Energie, einer in jüngster Zeit im deutschen Energierecht eingeführten Anlagenkategorie. Auch sonstige Speicherarten für elektrische Energien – bspw. Druckluftspeicher, Power-to-Gas-Anlagen oder Batteriespeicher - werden in den Gesetzen aller drei Länder weder adressiert noch legaldefiniert.

Dieser Befund ist letztendlich charakteristisch für die rechtliche Behandlung von PSW in Deutschland, Österreich der Schweiz. In allen drei Ländern existieren nur wenige Regelungen, die PSW direkt adressieren. Im Vergleich der Rechtsordnungen untereinander zeigt sich, dass in Österreich die meisten Regelungen und in der Schweiz die wenigsten Regelungen existieren, die PSW zum Gegenstand haben. Die Regelungen in Österreich, die PSW adressieren, sind vornehmlich in jüngeren Novellen in die jeweiligen Gesetzen und Verordnungen aufgenommen worden. Zwar gelten für PSW in Österreich grds. die allgemeinen Regeln. Aus den (noch) sehr vereinzelt gebliebenen Regelungen ergeben sich dennoch erste rudimentäre Ansätze einer besonderen Behandlung von PSW, die von den allgemeinen Regelungen abweichen.

Die Rechtsordnungen aller drei Länder unterscheiden in die Kategorien End- bzw. Letztverbraucher einerseits und Elektrizitätserzeuger andererseits. PSW führen eine Doppelrolle aus. Bei dem Vergleich der drei Rechtsordnungen fällt insbesondere auf, dass der Gesetzgeber in der Schweiz von vorneherein gesetzlich festgelegt hat, dass PSW keine Letztverbraucher sind. Entsprechende gesetzliche Festlegungen existieren in Deutschland und Österreich hingegen nicht. Außer der Festlegung der Schweiz, dass PSW keine Letztverbraucher sind, existieren in allen drei Ländern keine Regelungen, die PSW energiewirtschaftlich explizit einordnen würden. PSW haben eine Doppelrolle, da sie grundsätzlich sowohl die finanziellen Belastungen der Netznutzer bzw. der Endverbraucher tragen müssen wie auch die Pflichten der Erzeugungsanlagen zu erfüllen haben.

Hervorzuheben ist jedoch die Ausnahme, dass PSW qua gesetzlicher Definition in Österreich nicht zur Kategorie der Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien gehören. In Deutschland und der Schweiz lassen sich PSW in der Regel aus tatsächlichen Gründen nicht als Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien einordnen. Diese Regelungen sind aber für den Betrieb von PSW in den einzelnen Ländern von untergeordneter Bedeutung. Aus Gründen der Rechtsklarheit sind in der Schweiz und auch in Deutschland klare Regelungen zur Einordnung von PSW im Bereich des Rechts der Erneuerbaren Energien empfehlenswert.

Dieser Befund ändert nichts daran, dass insgesamt die einschlägigen energiewirtschaftsrechtlichen Gesetze und Verordnungen der drei Länder nur wenige konkrete Vorgaben für den Betrieb und Einsatz von PSW enthalten. Die rechtliche Steuerung von Speichern für elektrische Energie im Allgemeinen wie von PSW im Besonderen ist nach wie vor rechtlich schwach ausgeprägt. PSW ist wie Speichern für elektrische Energie insgesamt in den energiewirtschaftsrechtlichen Gesetzen und Verordnungen von Deutschland, von Österreich und

der Schweiz weder eine spezifische energiewirtschaftliche Rolle zugewiesen worden, noch werden PSW energiewirtschaftlich explizit eingeordnet. Speicher für elektrische Energie werden – im Gegensatz zu Gasspeichern – in keinem Land als eigene Wertschöpfungsstufe behandelt. Diese bestehenden rudimentären Ansätze könnten konzeptionell zu einem in sich geschlossenen System weiterentwickelt werden, und für Energiespeicher könnte eine spezifische energiewirtschaftliche Rolle entwickelt werden. Hervorzuheben ist in Zusammenhang mit der grenzüberschreitenden Nutzung von PSW, dass sich sowohl die Gerichte als auch der Gesetzgeber in Deutschland und Österreich bei der Festlegung, dass PSW als Letztverbraucher Netzentgelte zu entrichten haben, ausdrücklich auf die Situation in den jeweiligen Nachbarländern bezogen haben. Eine Harmonisierung scheint insofern vorgezeichnet, sie ist zumindest in den derzeitigen energiewirtschaftlichen Überlegungen und rechtssystematischen Auslegungen bereits angelegt.

Initiatoren der in der jüngeren Zeit vorgenommenen Einordnungen als Letztverbraucher waren bisher vor allem die Regulierungsbehörden. Dies gilt hingegen nicht für die Schweiz, in der PSW qua gesetzlicher Definition keine Letztverbraucher sind.

Die Rechtsprechung hat sich mit der Einordnung von PSW ausschließlich im Zusammenhang mit der Verpflichtung zur Entrichtung von Netzentgelten beschäftigt. Hinsichtlich weiterer Rechte und Pflichten von Letztverbrauchern lässt sich festhalten, dass die meisten Rechte von Letztverbrauchern nicht auf PSW passen, andere Rechte – insbesondere Netzanschluss und Netzzugang – PSW bereits aufgrund der Einordnung als Erzeugungsanlagen bzw. als Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie zustehen. Die Einordnung als Letztverbraucher ist insofern ausschließlich mit Belastungen für PSW, nämlich mit der Verpflichtung zur Tragung von Kosten, verbunden. Diese Belastungen haben die klassischen Erzeugungsanlagen nicht zu tragen. Zu bedenken ist weiterhin, dass weitere Umlagen – auch wenn sie in die Netzentgelte mit einbezogen werden – diese gegenwärtig unstrittige Einordnung wieder in Frage stellen dürften. So ist es in rechtsdogmatischer Hinsicht nicht zwingend, dass PSW einerseits als Erzeugungsanlagen bei netzkritischen Situationen Systemdienstleistungen für die Netzstabilität erbringen müssen und hierfür von den ÜNB entsprechenden Ausgleichszahlungen erhalten. Die ÜNB legen diese Kosten auf die Netzentgelte um. Als Verbraucher müssen die PSW dann die Kosten für die Vergütung tragen, die sie selbst für die Erbringung von Systemdienstleistungen für die Netzstabilität geleistet haben.

Eine Legaldefinition von PSW ist etwa aus dem Grunde nicht notwendig, weil es einer Beschreibung der spezifischen technischen Eigenschaften von PSW zur Abgrenzung von anderen Anlagenkategorien bedürfte oder weil in den drei Ländern unterschiedliche Funktionsweisen von PSW bestehen. Auch um PSW in technischer Hinsicht von den Kategorien der Erzeugungsanlage oder der des Letztverbrauchers abzugrenzen, bedarf es letztendlich keiner gesetzlichen Begriffsfestlegungen.

Die Aufnahme von Legaldefinitionen wäre hilfreich für die Einordnung von PSW in den jeweiligen Ländern und die Fortentwicklung der jeweiligen Rechtsordnungen selbst. Eine Legaldefinition könnte für die weitere Entwicklung des Rechtsrahmens in den drei Ländern oder eines gemeinsamen Rechtsrahmens hilfreich sein als das mit ihr das Fundament für eine ab-

gestimmte Rechtsentwicklung gelegt wird. Bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt könnte eine Legaldefinition im EnWG, im EIWOG oder im StromVG oder in der StromVV dazu beitragen, dass das bereits rudimentäre Sonderrecht für PSW bzw. für Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie sich konsolidiert und nicht zerfasert. Es hat sich gezeigt, dass der Gesetzgeber in Deutschland den Begriff der Erzeugungsanlage und den Begriff der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie nicht einheitlich und systematisch konsistent verwendet. PSW fallen je nach Verwendung des Begriffs in den jeweiligen Regelungen unter den Begriff der Erzeugungsanlage. Die eingefügte Kategorie der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie verwendet der Gesetzgeber ebenfalls nicht einheitlich und systematisch. Rechtliche Konsequenzen sind – soweit ersichtlich – jedoch nicht mit dieser unscharfen Begriffsverwendung verbunden. In Österreich sprechen § 79a EIWOG oder § 111 Abs. 3 EIWOG explizit von PSW, die Netzengpassentgelt-Verordnung enthält differenzierte Regelungen über die Vergütung von PSW in Zusammenhang mit Engpassmanagementmaßnahmen, spricht aber von „Speicherkraftwerken“. In der Schweiz spricht das StromVG von PSW, die HKNV von Speicherkraftwerk, die Wasserzinsverordnung spricht von Pumpwerken und Pumpwerkenanlagen.

In der deutschen Rechtsordnung sollte eine Legaldefinition von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie jedenfalls dann in das EnWG aufgenommen werden, wenn dieser bereits im EnWG angelegten Kategorie besondere Rechte und Pflichten verliehen werden und diese somit von den allgemeinen Erzeugungsanlagen abgegrenzt werden.

Es empfiehlt sich zudem eine Legaldefinitionen für PSW in die Rechtsordnungen von Deutschland, Österreich und der Schweiz aufzunehmen, wenn mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien die Bedeutung von PSW für das System zunehmen sollte und wenn sonstige Speicher für elektrische Energie, etwa Druckluftspeicher, Power-to-Gas-Anlagen oder Batteriespeicher in den regulatorischen Rahmen aufgenommen werden. Wenn auf PSW oder auf andere Speicher für elektrische Energie zukünftig neue gesetzlich Pflichten für die Systemstabilität festgelegt werden, wird es erforderlich sein, rechtliche Begrifflichkeiten für diese Tätigkeiten zu finden und die Tätigkeiten von PSW von anderen Anlagenkategorien abzugrenzen.

Für das deutsche Recht ist noch daraufhin zuweisen, dass die Verwendung des Begriffs der Anlage zur Speicherung von elektrischer Energie im EnWG nicht mit dem Begriff der Einrichtungen zur Aufnahme von zwischengespeicherter Energie und zur Umwandlung in elektrische Energie nach § 3 Nr. 1 Satz 2 EEG abgestimmt ist.

Es empfiehlt sich – insbesondere vor dem Hintergrund der Zusammenlegung der energierechtlichen Kompetenzen im BMWi – die Begriffsverwendung im EnWG und im EEG mittel- bis langfristig zu konsolidieren.

Festzuhalten bleibt auch, dass sich die rechtliche Befassung von Regulierungsbehörden, Gerichten und des Gesetzgebers vornehmlich auf den Umgang mit PSW im Zusammenhang mit der Verpflichtung zur Entrichtung von Netzentgelten konzentriert hat. Die zentrale Fragestellung war bisher, ob PSW aufgrund ihrer Funktion dieselben Rechte und Pflichten treffen,

wie die Letztverbraucher oder die Erzeugungsanlagen. Diese Fragen sind mittlerweile mit einem klaren „Ja“ beantwortet.

Insbesondere die Nachsteuerung durch die Anpassung des § 118 Abs. 7 a. F. EnWG in Form des gegenwärtigen § 118 Abs. 6 EnWG im Bereich der Belastung oder Befreiung von PSW mit bzw. von Netzentgelten zeigt, dass sich der Gesetzgeber noch nicht abschließend für eine endgültige Rolle der PSW entschieden hat. Dies ist letztendlich vor den sich insgesamt verändernden Rahmenbedingungen des Energiemarktes auch nicht möglich. Ungeachtet dessen führt bereits die Erkenntnis darüber, dass für PSW zukünftig von der bisherigen regulatorischen Rolle abweichende Rechte und Pflichten festgelegt werden könnten, zu Investitionsunsicherheiten.

Schließlich lässt sich festhalten, dass die fehlende rechtliche Normierung des Einsatzes und Betriebs von PSW auch mit mangelnden Vorgaben des Unionsrechts erklärt werden kann. PSW lassen sich aus systematischer Perspektive in den gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Rechtsrahmen von Deutschland, Österreich und der Schweiz nicht als Teil der Netzinfrastruktur einordnen. Auch hier zeigt sich deutlich der Unterschied zwischen PSW als Speicher für elektrische Energie und Gasspeichern; Letztere werden unter bestimmten Voraussetzungen als Teil der Netzinfrastruktur verstanden. Die Konsequenz einer langfristigen Einordnung von PSW als Teil der Netzinfrastruktur wäre, dass PSW dann auch der staatlichen Bedarfsplanung für Stromnetze unterfallen würden. Dies würde eine grundlegende politische Einschätzung voraussetzen, dessen ordnungspolitische Bewertung diese rechtliche Studie nicht vornehmen kann.

II. RECHTLICHE VORGABEN ZUR KOSTEN- UND ERLÖSSEITE FÜR DEN PSW-BETRIEB

1. NETZENTGELTE

a) Deutschland

PSW sind Letztverbraucher i.S.v. § 3 Abs. 1 Nr. 25 EnWG und entgeltpflichtige Netznutzer i.S.d. §§ 20 f. EnWG und §§ 14, 17 StromNEV.¹¹⁹ Bis zum Jahr 2008 waren PSW nicht netz-entgeltpflichtig, im Jahr 2008 entschied dann die BNetzA, dass PSW netzentgeltpflichtig sind. Diese Entscheidung wurde von den Gerichten bestätigt. Zudem hat der Gesetzgeber durch Einfügung des § 118 Abs. 7 EnWG a.F. bzw. des § 118 Abs. 6 EnWG n.F. implizit erklärt, dass PSW Letztverbraucher i.S.d. EnWG sind.

Nach der gegenwärtigen Rechtslage ist im Hinblick auf die Verpflichtung zur Entrichtung von Netzentgelten zwischen drei unterschiedlichen Kategorien von PSW zu unterscheiden, nämlich zwischen neu errichteten PSW, modernisierten PSW und Bestandsanlagen.

aa) Systematik der Entgeltspflicht für die Netznutzung

Die Grundlagen der Entgeltspflicht für die Netznutzung folgen aus §§ 20 ff. EnWG und der hierzu erlassenen StromNEV. § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG begründet den energierechtlichen Netzzugangsanspruch für jedermann, Gegenleistung hierfür stellen die Netzzugangsentgelte dar.¹²⁰ Netzentgelte sind auf der Grundlage des § 21 EnWG zu bilden und müssen angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und im Hinblick auf das Verhältnis von konzerninternen und -externen Kunden unter Beachtung des Gleichheitssatzes ausgestaltet sein.

Die Entgeltbildung selbst bestimmt sich nach den Vorgaben der StromNEV. Sie regelt die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen einschließlich der Ermittlung der Entgelte für dezentrale Einspeisungen (§ 1 StromNEV). Der Ordnungsgeber orientiert sich in § 3 Abs. 1 StromNEV an dem betriebswirtschaftlich anerkannten Drei-Schritt einer Kostenrechnung, bestehend aus der Kostenarten- (§§ 4–11 StromNEV), Kostenstellen- (§§ 12–14 StromNEV) und Kostenträgerrechnung (§§ 15–21 StromNEV).

Das Entgelt für die Nutzung des Netzes beinhaltet auch das Entgelt für die Erbringung der zwingend erforderlichen Systemdienstleistungen (vgl. Anlage 2 zu § 13) sowie für den Aufwand zur Deckung der mit dem Stromtransport verbundenen elektrischen Verluste (§ 10 StromNEV).

Gemäß § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV sind für die Einspeisung elektrischer Energie keine Netzentgelte zu entrichten. Der deutsche Gesetz- und Ordnungsgeber hat sich insofern –

¹¹⁹ Vgl. zur Einordnung als Letztverbraucher den Abschnitt B. I. 2. a) cc).

¹²⁰ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 24.09.2008 – VI-3 Kart 5/08 (V), 3 Kart 5/08 (V), juris, Rn. 25.

entsprechend der Rechtslage in der Schweiz, aber anders als in Österreich – bewusst gegen eine Erhebung von Netzentgelten für die Einspeisung von Strom entschieden.

Für PSW-Betreiber von Interesse sind die Möglichkeiten, für Sonderformen der Netznutzung individuelle Netzentgelte zu beantragen (§ 19 StromNEV, „atypische Netznutzung“). Gemäß § 19 Abs. 2 Satz 3 StromNEV bedürfen sowohl die Vereinbarung eines individuellen Netzentgelts als auch die Befreiung einer Genehmigung durch die BNetzA bzw. einer Anzeige an die BNetzA.

Gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV kann ein individuelles Entgelt beantragt werden, wenn der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV ist Letztverbrauchern ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch aus einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr 10 Gigawattstunden übersteigt.

bb) Historie der Verpflichtung und Befreiung von Netznutzungsentgelten

PSW waren bis zum Jahre 2008 nicht netzentgeltspflichtig. Erst im Jahr 2008 hat die BNetzA im Rahmen der Genehmigung der Netzentgelte – entgegen der Genehmigungspraxis in den Vorjahren – entschieden, dass PSW netzentgeltspflichtig sind.¹²¹ Die erstmalige Verpflichtung von PSW zur Entrichtung von Netzentgelten ist insofern nicht aufgrund einer Änderung der gesetzlichen Grundlagen, sondern aufgrund einer – von dem vorherigen Verständnis – abweichenden Einordnung durch die Regulierungsbehörde erfolgt. Die BNetzA hat PSW erstmals als Letztverbraucher i.S.d. EnWG qualifiziert. Die Bundesregierung erklärte hierzu im Rahmen einer parlamentarischen Anfrage, dass die Netzentgeltspflicht für PSW nicht erst im Jahr 2008 eingeführt wurde, sondern seit dem Inkrafttreten des EnWG gilt. Die BNetzA habe dies lediglich klargestellt.¹²²

Diese Einordnung von PSW durch die BNetzA wurde zunächst vom OLG Düsseldorf bestätigt.¹²³ Mittlerweile wird von den Gerichten in ständiger Rechtsprechung erklärt, dass PSW Letztverbraucher i.S.d. EnWG und damit netzentgeltspflichtig sind.¹²⁴ Es kann daher davon ausgegangen werden, dass – soweit keine Änderung der gesetzlichen Grundlagen erfolgt – PSW auch zukünftig von den Gerichten als Letztverbraucher eingeordnet werden.

¹²¹ Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur vom 09.01.2008 - BK 8-07/140.

¹²² Vgl. Antwort der Bundesregierung vom 01.03.2011, BT Drs. 17/4968, S. 3.

¹²³ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 24.09.2008 - VI-3 Kart 5/08 (V), 3 Kart 5/08 (V).

¹²⁴ Vgl. BGH, Beschluss vom 17.11.2009 - EnVR 56/08 „Pumpspeicher I“; BGH, Beschluss vom 09.10.2012 – EnVR 47/11 „Pumpspeicher II“; BGH, Beschluss vom 09.10.2009 - EnVR 42/11 „Pumpspeicher III“; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 24.09.2008 - VI-3 Kart 5/08 (V), 3 Kart 5/08 (V); OLG Düsseldorf, Beschluss vom 19.05.2010 - VI-3 Kart 162/09 (V), 3 Kart 5/08 (V); OLG Düsseldorf, Beschluss vom 30.06.2010- VI-3 Kart 197/09 (V).

Die grundlegende Neueinordnung von PSW durch die BNetzA im Jahre 2008 ist nach der Entscheidung des OLG Düsseldorf aber drei Monate vor der letztinstanzlichen Entscheidung des BGH im November 2009¹²⁵ vom Gesetzgeber durch Einfügung des § 118 Abs. 6 EnWG a.F. mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze vom August 2009 zwar nicht ausdrücklich, aber implizit bestätigt worden.¹²⁶ Nach § 118 Abs. 7 EnWG a.F. waren nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete PSW und andere Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die bis zum 31. Dezember 2019 in Betrieb gegangen waren, für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Mit § 118 Abs. 7 EnWG a.F. hat der Gesetzgeber nicht nur erstmals die Kategorie der Anlage zur Speicherung elektrischer Energie eingeführt. Mit der Einfügung des § 118 Abs. 7 EnWG a.F. hat der Gesetzgeber dem BGH auch ein entscheidendes systematisches Argument für die Verpflichtung von PSW zur Entrichtung von Netzentgelten an die Hand gegeben. Mit dem Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom Juli 2011 wurde § 118 Abs. 7 EnWG a. F. neu gefasst und die gegenwärtige Regelung zur Befreiung der PSW von der Netzentgeltspflicht in § 118 Abs. 6 EnWG aufgenommen.¹²⁷ Nach der Gesetzesbegründung soll durch die Verlängerung des Zeitraums der befristeten Befreiung von den Netzentgelten der wirtschaftliche Anreiz für Investitionen in neue Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie erhöht werden.¹²⁸

So hat der BGH in seiner grundlegenden Entscheidung zur Netzentgeltspflichtigkeit von PSW erklärt, dass die Regelung des § 118 Abs. 7 EnWG a.F. nur Sinn ergebe, wenn der Gesetzgeber selbst grds. von einer Netzentgeltspflichtigkeit von PSW ausgehe. Zugleich lege die Regelung unmissverständlich fest, dass Netznutzungsentgelte für die PSW, die vor diesem Zeitpunkt errichtet wurden, auch in Zukunft nicht erlassen werden sollten. Ein Anhaltspunkt dafür, dass der Gesetzgeber mit der grds. Entgeltspflicht eine Neuregelung schaffen wollte, sei nicht ersichtlich. Aus der befristeten Befreiung von neu errichteten oder modernisierten PSW folge inzident, dass die Entnahme von Strom für ein PSW generell eine entgeltpflichtige Netznutzung darstelle. Der Gesetzgeber wollte – so der BGH – mit der Novelle demnach nicht die ihm zu diesem Zeitpunkt bereits bekannte neuere Genehmigungspraxis der BNetzA korrigieren, sondern vielmehr nur die Errichtung neuer PSW fördern.¹²⁹

¹²⁵ Vgl. BGH, Beschluss vom 17.11.2009 - EnVR 56/08.

¹²⁶ Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze vom 21.08.2009, BGBl. I S. 2870; Geltung ab 26.08.2009. Vgl. dazu auch die Beschlussempfehlung und den Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie BT-Drs. 16/10491 und BR-Drs. 460/09. In dem Gesetzentwurf der Bundesregierung fand sich die Regelung des § 118 Abs. 7 EnWG noch nicht, BT-Drs. 16/12898. Vgl. dazu aber auch die Formulierung des BDEW, wonach mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze eine Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten für Pumpspeicherkraftwerke gesetzlich als Regel festgeschrieben worden sei, in BDEW, Positionierung zur Netzentgeltspflicht von Stromspeichertechnologien am Beispiel von PSW, S. 3.

¹²⁷ Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26.07.2011, BGBl. I, S. 1554. Vgl. dazu den Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP BT Drs. 17/6072n und BR Drs. 343/11.

¹²⁸ BR-Drs. 343/11, S. 245.

¹²⁹ BGH, Beschluss vom 17.11.2009, a.a.O., Rn. 12 f.

Zwei weitere Aspekte der Entscheidung des BGH sind für die energiewirtschaftliche Einordnung von PSW hervorzuheben: Zum einen blickt der BGH bei der Einordnung von PSW als Letztverbraucher in die Nachbarstaaten und erklärt, der Gesetzgeber habe bewusst mit der Entgeltspflicht jeden Stromverbrauch erfassen wollen. Wenn er die PSW in Bezug auf die Netzentgeltspflicht hätte privilegieren wollen, hätte er für sie einen Ausnahmetatbestand schaffen müssen, was er – im Gegensatz zu den Gesetzgebern in anderen Staaten – nicht getan habe.¹³⁰ Weiter steht nach Ansicht des BGH der Einordnung von PSW als Letztverbraucher nicht entgegen, dass PSW ihrer Funktion nach die Bedeutung eines Speichers haben.¹³¹ Die technische Funktion bzw. den Nutzen von PSW für die Systemstabilität berücksichtigt der BGH bei seiner Entscheidung insofern nicht.

cc) Gegenwärtige Rechtslage

(1) Befreiung von der Netzentgeltspflicht für neu errichtete PSW

Gemäß § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG sind nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Diese Freistellung steht nach § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG unter der Bedingung, dass die elektrische Energie zur Speicherung in einem physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird.

Da PSW Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie i.S.d. EnWG sind, sind neu errichtete PSW unter den Voraussetzungen des § 118 Abs. 6 Satz 1 und Satz 3 EnWG von der Verpflichtung zur Entrichtung von Netzentgelten befreit. Die Befreiung gilt ebenso für sonstige Speicherarten für elektrische Energie, bspw. Druckluftspeicher, Power-to-Gas-Anlagen oder Batteriespeicher.

(2) Befreiung von der Netzentgeltspflicht für modernisierte PSW

Nach § 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG sind PSW, deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung nachweislich um mindestens 7,5 % oder deren speicherbare Energiemenge nachweislich um mindestens 5 % nach dem 4. August 2011 erhöht wurde, für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von der Verpflichtung zur Entrichtung von Netzentgelten freigestellt.

Die Freistellung setzt voraus, dass auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass

¹³⁰ BGH, Beschl. v. 17.11.2009, a.a.O., Rn. 5. Vgl. dazu auch OLG Düsseldorf, Beschl. v. 24.09.2008 – VI-3 Kart 5/08 (V), 3 Kart 5/08 (V), Rn. 27, 30.

¹³¹ BGH, Beschl. v. 17.11.2009 - EnVR 56/08, Rn. 10.

der Höchstlastbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Dazu erklärt die Gesetzesbegründung, dass durch die Freistellungsmöglichkeit nach § 118 Abs. 7 EnWG die Regelung über die Vereinbarung eines günstigeren individuellen Netzentgeltes auf Grund von § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV nicht unterlaufen werden sollte. Der Anreiz für netzdienliches Nutzungsverhalten in § 19 Abs. 2 StromNEV solle erst recht für die komplette Befreiung von den Netzentgelten gelten und werde daher inhaltlich übernommen.¹³²

(3) Ermäßigte Netzentgelte für Bestandsanlagen

§ 19 Abs. 1 StromNEV bestimmt, dass die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen neben dem üblichen Jahresleistungspreissystem eine Abrechnung auf der Grundlage von Monatsleistungspreisen anzubieten haben, wenn der Letztverbraucher eine zeitlich begrenzte hohe Leistungsaufnahme hat, der in der übrigen Zeit eine deutlich geringere oder keine Leistungsaufnahme gegenübersteht.

Nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV ist bei atypischer Netznutzung in Form eines abweichenden Höchstlastbetrags die Vereinbarung eines individuellen Netzentgelts in Abweichung von § 16 StromNEV möglich. Dieses individuelle Netzentgelt für die Netznutzung zu besonderen Zeiten hat dem besonderen Nutzungsverhalten des Netznutzers angemessene Rechnung zu tragen. Voraussetzung ist, dass auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV fordert nicht, dass außer dem Leistungs- auch das Arbeitsentgelt reduziert wird. Die in Anspruch genommene Arbeit ist für die Dimensionierung von Netzen und die damit verbundenen Kosten nicht von Relevanz; entscheidend ist nur die zu erwartende Spitzenlast.¹³³

PSW können ein solches atypisches Nutzungsverhalten aufweisen. PSW entnehmen als Letztverbraucher und damit entgeltspflichtige Netznutzer dem Netz Strom typischerweise in der Schwachlastphase, um in der Höchstlastphase Strom in das Netz einspeisen zu können.¹³⁴

Betreiber von PSW können insofern mit den Netzbetreibern auf Grundlage von § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV ein individuelles Netzentgelt vereinbaren, das dem besonderen Nutzungsverhalten der PSW angemessene Rechnung trägt. Aus diesem Grund kann sich die Höhe der Netzentgelte, die PSW zu entrichten haben, je nach regionaler Lage und je nach dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber unterscheiden. Eine abstrakte gesetzliche Festlegung

¹³² Vgl. BR-Drs. 343/11, S. 245.

¹³³ BGH, Beschluss vom 09.10.2012 – EnVR 47/11; OLG Düsseldorf, Beschluss vom 19.05.2010 – VI-3 Kart 162/09 (V), 3 Kart 162/09 (V).

¹³⁴ BGH, Beschluss v. 09.10.2012 – EnVR 47/11, Rn. 8.

über die Höhe der von PSW zu entrichtenden Netzentgelte existiert in Deutschland – im Gegensatz zu dem Modell in Österreich allerdings nicht.

b) Österreich

PSW sind Endverbraucher i.S.v. § 7 Abs. 1 Z 12 EIWOG, Entnehmer i.S.v. § 7 Abs. 1 Z 14 EIWOG und Einspeiser i.S.v. § 7 Abs. 1 Z 10 EIWOG.¹³⁵ Bis in das Jahr 2008 waren PSW nicht netzentgeltspflichtig, weder für die Entnahme noch für die Einspeisung von Strom. Im Jahr 2008 hat die E-Control erstmals PSW in die Verpflichtung zur Entrichtung des Systemnutzungsentgeltes in die Systemnutzungstarife-Verordnung einbezogen.¹³⁶ Die Rechtsprechung hat die Entscheidung der E-Control bestätigt.

Zudem hat der Gesetzgeber im September 2013 durch Einfügung des § 79a EIWOG, vor allem aber durch Einfügung des § 111 Abs. 3 EIWOG implizit erklärt, dass PSW Letztverbraucher i.S.d. EIWOG sind.¹³⁷ Nach § 111 Abs. 3 EIWOG haben PSW, die erstmals nach dem 13. September 2013 bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden, keine der für den Bezug elektrischer Energie bis Ende 2020 verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten.

Daher ist im Hinblick auf die Verpflichtung zur Entrichtung des Netznutzungsentgelts und des Netzverlustentgelts zwischen zwei unterschiedlichen Kategorien von PSW zu unterscheiden, nämlich zwischen Bestandsanlagen und PSW, die erstmals nach dem 13. September 2013 bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden. Bestandsanlagen müssen in Österreich sowohl für den Lade- als auch für den Entladevorgang Systemnutzungsentgelte entrichten. Für den bezogenen Pumpstrom sind Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten. Für den eingespeisten Strom sind Netzverlustentgelte und Systemdienstleistungsentgelte zu entrichten.

aa) Systematik der Entgeltspflicht für die Netznutzung

Nach § 51 Abs. 1 Satz 1 EIWOG haben die Netzbenutzer gegenüber Netzbetreibern und Regelzonenführern ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten. Dieses besteht nach § 51 Abs. 2 EIWOG u.a. aus dem Netznutzungsentgelt, dem Netzverlustentgelt und dem Systemdienstleistungsentgelt.

Durch das Netznutzungsentgelt werden gemäß § 52 Abs. 1 Satz 1 EIWOG dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abgegolten. Das Netznutzungsentgelt ist nach § 52 Abs. 1 Satz 2 EIWOG (nur) von den Entnehmern zu entrichten.

¹³⁵ Vgl. zur Einordnung von PSW als Endverbraucher und Entnehmer den Abschnitt B. I. 2. b) cc) und als Einspeiser den Abschnitt B. I. 3. b) cc).

¹³⁶ Die Systemnutzungstarife-Verordnung ist nach § 14 Abs. 2 Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012, mit Datum zum 31.12.2011 außer Kraft getreten. An ihre Stelle ist die Systemnutzungsentgelte-Verordnung getreten.

¹³⁷ Vgl. zur Einordnung von PSW als Endverbraucher und Entnehmer den Abschnitt B. I. 2. b) cc).

Durch das Netzverlustentgelt werden gemäß § 53 Abs. 1 Satz 1 EIWOG jene Kosten abgegolten, die dem Netzbetreiber für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen. Das Netzverlustentgelt ist nach § 53 Abs. 1 Satz 2 EIWOG sowohl von den Entnehmern als auch von den Einspeisern zu entrichten.¹³⁸ Nach § 53 Abs. 1 Satz 3 EIWOG sind Einspeiser, einschließlich Kraftwerksparks, mit einer Anschlussleistung bis inklusive fünf MW von der Entrichtung des Netzverlustentgelts befreit. Da PSW generell eine höhere Anschlussleistung als fünf MW aufweisen, spielt die Befreiung nach § 53 Abs. 1 Satz 2 EIWOG für PSW keine Rolle.

Durch das Systemdienstleistungsentgelt werden dem Regelzonenführer nach § 56 Abs. 1 Satz 1 EIWOG jene Kosten abgegolten, die sich aus dem Erfordernis ergeben, Lastschwankungen durch eine Sekundärregelung auszugleichen. Das Systemdienstleistungsentgelt beinhaltet gemäß § 56 Abs. 1 Satz 2 EIWOG 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. Das Systemdienstleistungsentgelt ist gemäß § 56 Abs. 2 EIWOG arbeitsbezogen zu bestimmen und ist von Einspeisern, einschließlich Kraftwerksparks, mit einer Anschlussleistung von mehr als fünf MW regelmäßig zu entrichten.

Durch das vom Netzbenutzer zu entrichtende Entgelt für Messleistungen werden gemäß § 57 Abs. 1 EIWOG dem Netzbetreiber jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleranlagen einschließlich notwendiger Wandler, der Eichung und der Datenauslesung verbunden sind.

Die Höhe der Entgelte ist in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung geregelt. Individuelle Systemnutzungsentgelte für Sonderformen der Netznutzung können in Österreich nicht beantragt werden.

bb) Historie der Verpflichtung und Befreiung von Systemnutzungsentgelten

Bis in das Jahr 2009 waren PSW von der Entrichtung des Netznutzungsentgelts und des Netzverlustentgelts befreit. Der bis zum 31. Dezember 2008 geltende § 11 Abs. 3 Systemnutzungstarife-Verordnung sah vor, dass für Pumpstromlieferungen für PSW keine Netznutzungsentgelte und keine Netzverlustentgelte zu entrichten waren. Auch für die Einspeisung von Strom war nach der Systemnutzungstarife-Verordnung kein Netzverlustentgelt zu entrichten.¹³⁹

¹³⁸ Mit Einführung der Systemnutzungstarife-Verordnung Novelle 2009 wurden Einspeiser erstmals auch zur Entrichtung von Netzverlustentgelt verpflichtet, was zahlreiche Einspeiser beim VfGH bekämpft haben. Der VfGH hat dazu festgestellt, dass diese Bestimmung keinen verfassungsrechtlichen Bedenken begegnet; VfGH, Erkenntnis vom 12.10.2012 - V22/12 u.a.; vgl. auch Oberndorfer, Paul, in: Hauenschild/Micheler/Oberndorfer/Oberndorfer/Schneider, Kommentar zum EIWOG, § 53 Rn. 1, 4.

¹³⁹ Vgl. dazu Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 240 am 10. Dezember 2005, in der Fassung der Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungstarife-Verordnung 2006),

Hingegen waren nach § 8 Abs. 1 der Systemnutzungstarife-Verordnung von Energieerzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 1 MW Systemdienstleistungsentgelte zu entrichten. Hiermit wurden dem Regelzonenführer jene Kosten abgegolten, die sich aus dem Erfordernis ergeben, Lastschwankungen durch Sekundärregelung auszugleichen. Nach § 21 der Systemnutzungstarife-Verordnung betragen die Tarife für das Systemdienstleistungsentgelt für den österreichischen Bereich Cent 0,0639 /kWh, für den Bereich Tirol Cent 0,1135 /kWh und für den Bereich Vorarlberg Cent 0,0639 /kWh.¹⁴⁰

Mit der Novellierung der Systemnutzungstarife-Verordnung im Jahre 2009 hat die E-Control als Regulierungsbehörde erstmals PSW in die Verpflichtung zur Bezahlung des Netznutzungsentgelts einbezogen, die Ausnahme für Pumpstromlieferungen wurde ersatzlos gestrichen sowie Netznutzungsentgelte für das Einspeisen von Strom festgesetzt.¹⁴¹ Die Systemnutzungstarife-Verordnung wurde auf Grundlage von § 25 EIWOG erlassen.

Der VfGH hat mit Erkenntnis vom 21. Juni 2011 entschieden, dass § 25 Abs. 1 Z 1 und 3, § 25 Abs. 4 und § 25 Abs. 12 EIWOG wegen Verletzung des Bestimmtheitsgebots verfassungswidrig gewesen seien.¹⁴² Der VfGH bestätigte damit letztendlich die Ansicht der Vorinstanzen, wonach das EIWOG seit den in der Stammfassung festgelegten Grundsätzen davon ausgehe, dass für Pumpstrom kein Netznutzungsentgelt zu entrichten ist. Weder im § 25 EIWOG noch in anderen Bestimmungen des EIWOG finde sich eine gesetzliche Grundlage für die Belastung von Pumpstromlieferungen mit Netznutzungsentgelt. Mangels einer gesetzlichen Grundlage sei der Systemwechsel in diesem Punkt nicht mit dem EIWOG in Einklang zu bringen.¹⁴³ Mit Erkenntnis vom 27. September 2011 hat der VfGH die Systemnutzungstarife-Verordnung in den Fassungen von 2006, 2008, 2009 und 2010 als gesetzwidrig aufgehoben. Zur Begründung wurde ausgeführt, dass die gesetzliche Grundlage der Systemnutzungstarife-Verordnung durch Erkenntnis vom 21. Juni 2011 weggefallen sei.¹⁴⁴

geändert wird, K SNT 100/06, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 250 am 28. Dezember 2006 sowie die Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006, S. 13.

¹⁴⁰ Vgl. zu Rechtsentwicklung der Systemnutzungstarife auch Raschauer, Handbuch Energierecht, II. Teil, Abschnitt N. 2. a).

¹⁴¹ Vgl. Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungstarife-Verordnung 2006), geändert wird, kundgemacht im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 252 am 24. Dezember 2008. Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 Novelle 2009.

¹⁴² Vgl. dazu auch OGH, Beschluss vom 24.05.2011 - 1 Ob32/11d. Der VfGH hatte zuvor in insgesamt sieben Entscheidungen die rechtlichen Grundlagen für die Bestimmung der Systemnutzungstarife in § 25 EIWOG und in der Systemnutzungstarife-Verordnung behandelt und dabei deren Verfassungs- bzw. Gesetzmäßigkeit bestätigt, vgl. VfGH, Entscheidung vom 10.10.2003 - B 1567/03 u.a.; VfGH, Entscheidung vom 16.10.2004 - G 67/04; VfGH, Entscheidung vom 14.12.2004 - V 35/04; VfGH, Entscheidung vom 17.03.2005 - V120/03; VfGH, Entscheidung vom 11.06.2005 - V 50/04; VfGH, Entscheidung vom 11.10.2005 - V 133/03; VfGH, Entscheidung vom 15.12.2005 - V 17/04; VfGH, Entscheidung vom 11.3.2006 - V 132/03. In vier weiteren Entscheidungen wurden aber einzelne Bestimmungen der Systemnutzungstarife-Verordnung aufgehoben, vgl. VfGH, Entscheidung vom 11.03.2006 - B1162/04; VfGH, Entscheidung vom 11.10.2007 - G 221/06 u.a., V 89/06 u.a.; VfGH, Entscheidung vom 12.06.2008 - V 339/08; VfGH, Entscheidung vom 27.09.2008 - V 354/08.

¹⁴³ VfGH, Erkenntnis vom 21.06.2011 – G 3/11.

¹⁴⁴ VfGH, Erkenntnis vom 27.09.2011 – V59/09 u.a. Vgl. dazu auch VfGH, Beschluss vom 27.09.2011 - G 78/11, V 67/11 u.a.; VfGH, Beschluss vom 29.11.2011 - V 114/11; Entscheidungstext VfGH, Beschluss vom 15.12.2011 - V 127/11 und VfGH, Beschluss vom 27.02.2012 - V 2/12, in welchen der VfGH Anträge auf Aufhebung der Systemnutzungstarife-Verordnung zurückgewiesen hat, da diese durch die Erkenntnis vom 27.09.2011 bereits aufgehoben worden sei.

In den Erläuterungen des Verordnungsgebers zur Novellierung der Systemnutzungstarife-Verordnung im Jahre 2009 ist für diese Untersuchung von besonderem Interesse, dass die Pflicht von PSW zur Entrichtung von Systemnutzungsentgelten damit begründet wird, dass diese im überwiegenden Ausmaß **marktorientiert** betrieben würden und nicht wie in der Vergangenheit vornehmlich auf Basis **netztechnischer Erwägungen** gesteuert und somit vorwiegend der Netzstützung dienen würden. Von Bedeutung ist weiterhin, dass die Netzentgeltspflicht für PSW in Österreich auch mit der Netzentgeltspflicht für PSW in Deutschland begründet wird. So führt der Verordnungsgeber in der Begründung zur Novellierung der Systemnutzungstarife-Verordnung an, dass die bisherige Regelung aus dem Jahr 1998 die veränderte Situation am Strommarkt nicht hinreichend berücksichtige. In der Vergangenheit seien PSW vornehmlich auf Basis netztechnischer Erwägungen gesteuert worden und hätten damit vorwiegend der Netzstützung gedient. Mittlerweile würden die PSW überwiegend marktorientiert betrieben. Dabei sei hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von PSW primär die Spreizung zwischen Base- und Peak-Preisen zu beachten, die den Einsatz von PSW determiniere. Im Hinblick auf die Wettbewerbssituation ging der Verordnungsgeber davon aus, dass in den für den österreichischen Markt relevanten europäischen Staaten, in denen PSW zum Einsatz gelangen, insbesondere in Deutschland, ebenfalls Tarife für den Bezug von Strom auch für PSW verrechnet werden. Ferner sei die große Bedeutung der Wasserkraft in Österreich im Rahmen der ökologischen Stromerzeugung zu berücksichtigen. Im Pumpbetrieb werde aufgrund technischer Wirkungsgrade mehr Strom verbraucht als mit der gepumpten Wassermenge zu einem anderen Zeitpunkt erzeugt werden könne. Darüber hinaus sei zu berücksichtigen, dass der Einsatz von Pumpen die technische Dimensionierung des Netzausbaus maßgeblich mitbeeinflusse, wodurch entsprechende Kosten entstünden, die kostenverursachungsgerecht abzudecken seien.¹⁴⁵

Gerade im Hinblick auf die im Jahr 2013 in § 111 Abs. 3 EIWOG eingeführte Befreiung von zukünftig errichteten PSW von der Verpflichtung zur Zahlung von Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten ist es bemerkenswert, dass der Verordnungsgeber im Rahmen der Novelle der Systemnutzungstarife-Verordnung im Jahr 2008 erklärt hat, dass davon auszugehen sei, dass die Investitionsbereitschaft zur Errichtung von PSW nicht negativ beeinflusst werde, da die festgesetzten Tarife einen geringen Anteil an den Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb eines PSW darstellen würden.¹⁴⁶

Nach § 111 Abs. 3 EIWOG haben PSW, die erstmals nach Inkrafttreten von § 111 Abs. 3 EIWOG bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden, keine der für den Bezug elektrischer Energie bis Ende 2020 verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten. § 111 Abs. 3 EIWOG ist mit dem Gesetz zur Änderung des EIWOG, des GWG und des E-ControlG mit Datum vom 13. September 2013 in das EIWOG eingefügt worden.¹⁴⁷ In

¹⁴⁵ Vgl. Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 Novelle 2009, S. 6.

¹⁴⁶ Vgl. Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006 Novelle 2009, S. 6.

¹⁴⁷ Vgl. Gesetz zur Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010, des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 und des Energie-Control-Gesetzes, BGBl. I Nr. 174/2013 vom 06.08.2013. Vgl. auch Beschluss des Nationalrates zum

dem ursprünglichen Antrag zu dem Änderungsgesetz war die Aufnahme von § 111 Abs. 3 EIWOG nicht vorgesehen,¹⁴⁸ diese wurde erst im Rahmen der Abänderungen, die im Plenum des Nationalrates beschlossen wurden, beigefügt.¹⁴⁹ In den Erläuterungen zum Änderungsgesetz findet sich keine Begründung für die Aufnahme des § 111 Abs. 3 EIWOG.¹⁵⁰

cc) Gerichtliche Bestätigung der Netzentgeltspflicht von PSW

Der OGH hat mit Entscheidung vom 4. März 2013 erklärt, dass PSW Entnehmer i.S.v. § 7 Z 10 EIWOG 1998 seien, da sie für ihren Betrieb Elektrizität verwenden, also elektrische Energie aus dem Netz entnehmen würden. PSW seien zudem Endverbraucher i.S.v. § 7 Z 9 EIWOG 1998, da der Begriff Verbraucher ausschließlich auf das Verbrauchen von Energie abstelle und nach der Intention des Gesetzgebers hierunter jede Person falle, die Strom kaufe, um diesen zu verbrauchen. Unter den Begriff des Endverbrauchers würden auch Erzeuger von Elektrizität fallen, die für den Betrieb ihrer Kraftwerke selbst elektrische Energie benötigen und daher beziehen.¹⁵¹

Der VfGH hat mit Erkenntnis vom 12. März 2013 entschieden, dass die Bestimmungen der Systemnutzungsentgelte-Verordnung betreffend die Belastung von PSW mit Netznutzungsentgelt im Hinblick auf die Einbeziehung der PSW in den Kreis der Entnehmer nach dem EIWOG nicht gesetzeswidrig sind, keinen Verstoß gegen den Gleichheitsgrundsatz darstellen und auch unter Gesichtspunkten des Vertrauensschutzes zulässig sind. Anders als bei der Systemnutzungstarife-Verordnung finde die Regelung des § 4 Abs. 1 Z 8 Systemnutzungsentgelte-Verordnung in den gesetzlichen Bestimmungen des § 52 Abs. 1 Satz 3 i.V.m. § 7 Abs. 1 Z 14 i.V.m. Z 12 EIWOG ihre Deckung.¹⁵² Strittig war in dem Verfahren erneut die Frage, ob der Betreiber eines PSW als Entnehmer zur Zahlung des Netznutzungsentgelts gemäß § 4 Abs. 1 Z 8 Systemnutzungsentgelte-Verordnung verpflichtet sei. Der Betreiber des PSW stellte darauf ab, dass bis zum Inkrafttreten der Systemnutzungsentgelte-Verordnung PSW als Erzeuger und Einspeiser nur das Systemdienstleistungsentgelt, aber kein Netznutzungs- bzw. Netzverlustentgelt hätten bezahlen müssen. Der Gesetz- bzw. Verordnungsgeber habe damit dem Umstand Rechnung getragen, dass PSW lediglich die Funk-

Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, das Gaswirtschaftsgesetz 2011 und das Energie-Control-Gesetz geändert werden, 2389 der Beilagen XXIV.

¹⁴⁸ Vgl. den Antrag der Abgeordneten Peter Haubner, Wolfgang Katzian, Kolleginnen und Kollegen betreffend ein Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, das Gaswirtschaftsgesetz 2011 und das Energie-Control-Gesetz geändert werden vom 23.05.2013, 2323/A XXIV. GP – Initiativantrag. Vgl. auch den Bericht des Wirtschaftsausschusses vom 16. Juli 2013 über den Beschluss des Nationalrates vom 3. Juli 2013 betreffend ein Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, das Gaswirtschaftsgesetz 2011 und das Energie-Control-Gesetz geändert werden, 9077 der Beilagen zu den Stenographischen Protokollen des Bundesrates.

¹⁴⁹ Vgl. 9043 der Beilagen zu den Stenographischen Protokollen des Bundesrates, erstellt am 05.07.2013.

¹⁵⁰ Vgl. Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Industrie über den Antrag 2323/A der Abgeordneten Peter Haubner, Wolfgang Katzian, Kolleginnen und Kollegen betreffend ein Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, das Gaswirtschaftsgesetz 2011 und das Energie-Control-Gesetz geändert werden, 2389 der Beilagen zu den Stenographischen Protokollen des Nationalrates XXIV. GP.

¹⁵¹ OGH, Entscheidung vom 04.03.2013 – 8 Ob 7/13g.

¹⁵² VfGH, Erkenntnis vom 12.03.2013 - V63/12.

tion der Speicherung von Strom ausübten, aber diesen nicht entnähmen. Es handle sich bei PSW nur um Erzeuger bzw. Einspeiser. Dadurch, dass die Systemnutzungsentgelte-Verordnung für PSW auch die Entrichtung eines Netznutzungsentgelts vorsehe, gälten PSW als Entnehmer, was in Widerspruch zum EIWOG stehe, welches noch immer davon ausgehe, dass es sich bei PSW lediglich um Erzeuger und Einspeiser, jedoch um keine Entnehmer handle. Eine derartige Systemumstellung hätte somit jedenfalls eines Aktes des Gesetzgebers bedurft. Der Erlass einer Verordnung durch die E-Control sei nicht ausreichend. Die Belastung von PSW mit Netznutzungsentgelten widerspreche dem in § 51 Abs. 1 EIWOG verankerten Prinzip der Kostenverursachung und der in der genannten Bestimmung enthaltenen Vorgabe, dass Energie effizient genutzt werden solle. Auf Grund der volkswirtschaftlichen Bedeutung von PSW für das gesamte Leitungsnetz könnten diese nicht mit sonstigen Verbrauchern gleichgesetzt werden. PSW würden ausschließlich der Speicherung von Elektrizität dienen. Ein Verbrauch beim Betrieb von PSW im engeren Sinne sei nicht gegeben.

Von besonderer Bedeutung ist der Bezug des Klägers auf die deutsche Rechtsordnung und Entscheidungen der deutschen Rechtsprechung. So trägt der Kläger vor, seine Auffassung werde im deutschen Energierecht berücksichtigt. Sie werde zusätzlich gestützt durch eine Analogie zum deutschen Umsatzsteuerrecht, bezüglich dessen der deutsche Bundesfinanzhof festgehalten habe, dass die Zuleitung von Pumpstrom an ein PSW umsatzsteuerlich keine Lieferung darstelle, weil diese Zuleitung nicht auf eine „endgültige“ Stromlieferung, sondern auf eine vorübergehende Speicherung gerichtet sei.¹⁵³

Der VfGH hat hingegen entschieden, dass PSW – wie Kraftwerken als solchen – die Stellung eines Erzeugers und damit eines Einspeisers im Sinne des § 7 Abs. 1 Z 10 EIWOG zukomme. Das schließe aber nicht aus, dass PSW (auch) als Endverbraucher und damit Entnehmer im Sinne des § 4 Abs. 1 Z 12 i.V.m. 14 EIWOG einzuordnen sind. Auf den Verwendungszweck, wofür also der "Endverbraucher" die Elektrizität bezieht, komme es nach den Regelungen des EIWOG nicht an. Dass PSW Elektrizität beziehen, um diese für die Erzeugung von Elektrizität zu nutzen, ändere nichts an dem Umstand, dass sie Elektrizität für ihren Eigenverbrauch im Sinne des § 7 Abs. 1 Z 12 EIWOG beziehen würden. Auch dass PSW eine wesentliche Funktion im Gesamtsystem, insbesondere zur Abdeckung des Regelleistungsbedarfs, auch angesichts steigender Elektrizitätserzeugung aus Windkraft zukomme, ändere nichts an ihrer Einordnung als Entnehmer im Sinne des § 52 Abs. 1 Satz 3 i.V.m. § 7 Abs. 1 Z 14 i.V.m. Z 12 EIWOG. Die Regelung des § 4 Abs. 1 Z 8 Systemnutzungsentgelte-Verordnung sei daher durch diese gesetzliche Bestimmungen gedeckt. Dass der Gesetzgeber PSW nicht ausdrücklich erwähne, sondern den Kreis der Entnehmer durch das dargestellte Regelungssystem allgemein definiere, aber auf diesem Weg eben PSW auch erfasse, sei nicht zu beanstanden.¹⁵⁴

¹⁵³ VfGH, Erkenntnis vom 12.03.2013 - V63/12 Abschnitt I. 3.1 und 3.2.

¹⁵⁴ VfGH, Erkenntnis vom 12.03.2013 - V63/12 Abschnitt II. 2.3.2.

dd) Gegenwärtige Rechtslage

(1) Inbetriebnahme nach dem 13. September 2013

Nach § 111 Abs. 3 EIWOG haben PSW, die nach dem 13. September 2013 bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden, keine der für den Bezug elektrischer Energie bis Ende 2020 verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten.

Dessen ungeachtet haben PSW für das Einspeisen von Strom in das Netz nach § 8 Systemnutzungsentgelte-Verordnung ein Systemdienstleistungsentgelt für den österreichischen Bereich in Höhe von Cent 0,1790/kWh, für den Bereich Tirol in Höhe von Cent 0,1790/kWh und für den Bereich Vorarlberg in Höhe von Cent 0,1790/kWh zu entrichten.

(2) Netzentgeltspflicht für Bestandsanlagen

Das Netznutzungsentgelt für PSW wird für alle Netzbereiche in § 4 Abs. 1 Nr. 8 Systemnutzungsentgelte-Verordnung festgelegt. Es beträgt als Arbeitsentgelt Cent 0,070/kWh und als Leistungsentgelt Cent 100,00/kW. Für das von Entnehmern und Einspeisern pro Zählpunkt zu entrichtende Netzverlustentgelt werden in § 6 Systemnutzungsentgelte-Verordnung für die jeweilige Netzebene unterschiedliche Entgelte bestimmt. Für das Einspeisen von Strom müssen PSW das in § 8 Systemnutzungsentgelte-Verordnung festgelegte Systemdienstleistungsentgelt für den österreichischen Bereich in Höhe von Cent 0,1790/kWh, für den Bereich Tirol in Höhe von Cent 0,1790/kWh und für den Bereich Vorarlberg in Höhe von Cent 0,1790/kWh entrichten.

c) Schweiz

Nach Art. 14 Abs. 2 StromVG ist das Netznutzungsentgelt von den Endverbrauchern je Auspeisepunkt zu entrichten. Nach Art. 4 Satz 1 Bst. b Satz 2 StromVG ist der Elektrizitätsbezug für den Antrieb von Pumpen in PSW kein Endverbrauch von Elektrizität i.S.d. StromVG. PSW haben insofern gemäß Art. 14 Abs. 2 StromVG i.V.m. Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG in der Schweiz keine Netznutzungsentgelte zu entrichten.

Der auffälligste Befund im Vergleich der Rechtrahmen für PSW in Deutschland, Österreich und der Schweiz ist, dass PSW in Deutschland und Österreich dem Grunde nach zur Zahlung von Netzentgelten verpflichtet sind, in der Schweiz hingegen nicht.

2. UMLAGEN ZUR FÖRDERUNG ERNEUERBARE ENERGIEN

a) Deutschland

Gemäß § 37 Abs. 2 EEG können ÜNB von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, anteilig zu dem jeweils von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Letztverbraucher gelieferten Strom die EEG-Umlage als Kosten für die er-

forderlichen Ausgaben verlangen. Letztverbraucher i.S.v. 37 Abs. 2 EEG sind Letztverbraucher i.S.d. § 3 Nr. 25 EnWG. PSW sind Letztverbraucher.¹⁵⁵

PSW sind jedoch aufgrund einer Ausnahmeregelung im EEG von der Verpflichtung zur Zahlung der EEG-Umlage befreit. Die gegenwärtige Fassung der EEG-Umlagepflichtbefreiung gemäß § 37 Abs. 4 EEG ist mit dem Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien eingefügt worden. Die Vorgängerregelung war als nur bedingt praxistauglich kritisiert worden.¹⁵⁶ Denn der Strom wurde bisher häufig doppelt belastet: Die EEG-Umlage musste sowohl der Speicherbetreiber bei Entnahme des Stromes aus dem Netz als auch derjenige zahlen, der Strom von dem Speicherbetreiber kaufte. Dies hat den wirtschaftlichen Betrieb von Speichern gefährdet. Deshalb wird der Strombezug künftig dann von der EEG-Umlage befreit, wenn die Speicherbetreiber den Strom nach der Zwischenspeicherung ausschließlich in das Netz einspeisen.¹⁵⁷

Gemäß § 37 Abs. 4 EEG entfällt für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, der Anspruch der ÜNB auf Zahlung der EEG-Umlage nach § 37 Abs. 2 EEG, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird. Lediglich der Strom, der zur betrieblichen Eigenversorgung der Speicheranlage benötigt wird, ist nicht von der Befreiung erfasst. Zur Messung dieses Stromes ist eine eigene Zählung erforderlich.

b) Österreich

Anders als das deutsche Umlagesystem auf mehreren Ebenen erfolgt ein Belastungsausgleich lediglich über die Ökostromabwicklungsstelle. Diese ist verpflichtet, nach Maßgabe der zur Verfügung stehenden Fördermittel für Ökostromanlagen, durch Abschluss von Verträgen über die Abnahme und Vergütung von Ökostrom zu den gemäß § 39 ÖSG genehmigten Allgemeinen Bedingungen den ihr angebotenen Ökostrom zu den durch Verordnung gemäß § 19 ÖSG bestimmten Einspeisetarifen und für die gemäß § 16 ÖSG festgelegte Dauer aus erneuerbaren Energien Anlagen zu kontrahieren, § 12 ÖSG. Die österreichischen Fördermittel, welche die Ökostromabwicklungsstelle den Anlagenbetreibern zu bezahlen hat, setzen sich gemäß § 45 ÖSG aus mehreren Komponenten zusammen. Die Fördermittel werden durch die Ökostrompauschale gemäß § 45 ÖSG, aus dem Verkauf von Ökoenergie sowie den dazugehörigen Herkunftsnachweisen an die Stromhändler zum Abnahmepreis auf Basis der Zuweisung gemäß § 37 ÖSG in Verbindung mit § 40 ÖSG, aus dem gemäß § 48 ÖSG festgelegten Ökostromförderbeitrag, aus den vereinnahmten Beträgen der gemäß § 55 ÖSG verhängten Verwaltungsstrafen sowie durch sonstige Zuwendungen und aus Zinsen

¹⁵⁵ Vgl. zur Einordnung von PSW als Letztverbraucher die Ausführungen in Abschnitt B. I. 2. a) cc).

¹⁵⁶ Vgl. dazu die Ausführungen in BT-Drs. 17/8877.

¹⁵⁷ Gesetzesbegründung zum EEG, BT-Drs. 17/8877, S. 12.

der veranlagten Mittel generiert. In Bezug auf Umlagen auf Letztverbraucher haben die Ökostrompauschale sowie der Ökostromförderbeitrag einen wichtigen Anteil.

Von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern ist eine sog. „Ökostrompauschale“ in Euro pro Zählpunkt gemäß § 5 Abs. 1 Z 25 ÖSG zu leisten, die von den Netzbetreibern in Rechnung zu stellen und gemeinsam mit dem jeweiligen Netznutzungsentgelt von den an ihren Netzen angeschlossenen Endverbrauchern zu erheben ist. Die vereinnahmten Mittel sind von den Netzbetreibern vierteljährlich an die Ökostromabwicklungsstelle abzuführen, vgl. § 47 Abs. 1 ÖSG.

Zur Abdeckung der Mehraufwendungen der Ökostromabwicklungsstelle gemäß § 42 ÖSG, abzüglich der durch die Ökostrompauschale abgedeckten Aufwendungen, ist von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern zusätzlich ein sogenannter „Ökostromförderbeitrag“ im Verhältnis zu den jeweils zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten zu leisten, §§ 5 Abs. 1 Z 24, 48 ÖSG. Der Ökostromförderbeitrag wird ebenfalls von den Netzbetreibern in Rechnung gestellt und gemeinsam mit dem jeweiligen Systemnutzungsentgelt von den an ihren Netzen angeschlossenen Endverbrauchern erhoben. Die vereinnahmten Mittel sind von den Netzbetreibern – anders als die Ökostrompauschale – monatlich an die Ökostromabwicklungsstelle abzuführen, § 48 Abs. 3 ÖSG.

Anders als der deutsche und der Schweizer Gesetzgeber sieht der österreichische Gesetzgeber keine optionale („kann“), sondern eine zwingende („ist/sind“) Erhebung der Beilagen und Pauschalen vor, was jedoch keine Auswirkungen auf die tatsächliche Erhebungspraxis hat.

Nach § 7 Abs. 1 Z 12 EIWOG sind Endverbraucher natürliche, juristische Personen oder eingetragene Personengesellschaften, die Elektrizität für den Eigenverbrauch kaufen. Nach § 7 Abs. 1 Z 49 EIWOG ist Netzbewerber jede Person, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder aus einem Netz entnimmt. Nach § 7 Abs. 1 Z 14 EIWOG sind Entnehmer Endverbraucher oder Netzbetreiber, die elektrische Energie aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz entnehmen. Die jeweiligen Ausführungsgesetze zum EIWOG enthalten keine hiervon abweichenden Regelungen. Vielmehr entsprechen die im EIWOG normierten Begriffsbestimmungen des Endverbrauchers und des Entnehmers denen der Ausführungsgesetze.¹⁵⁸

Wie oben bereits erörtert, sind PSW zwar als Endverbraucher i.S.v. § 7 Abs. 1 Z 12 EIWOG und als Entnehmer i.S.v. § 7 Abs. 1 Z 14 EIWOG zu qualifizieren.¹⁵⁹ Allerdings ist der Ökostromförderbeitrag im Verhältnis zu den jeweils zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten zu leisten. Auch die Ökostrompauschale steht in Abhängigkeit von der Netznutzung. Im Rahmen der letzten Novelle wurde § 111 Abs. 3 EIWOG eingeführt, wo-

¹⁵⁸ Vgl. § 2 Abs. 1 Z 13 und 16 Bgld. EIWG, § 3 Abs. 1 Z 12 und 14 K-EIWOG, § 2 Abs. 1 Z 13 und 16 NÖ EIWG, § 2 Z 13 und 19 Oö. EIWOG, § 5 Z 12 und 14 Sbg LEG, § 2 Z 13 und 15 Stmk. EIWOG, § 4 Z 15 und 18 TEG, § 2 Z 11 und 13 VlbG EIWG und § 2 Abs. 1 Z 12 und 15 WEIWG.

¹⁵⁹ Vgl. zur Einordnung von PSW als Endverbraucher und als Entnehmer die Ausführungen in dem Abschnitt B. I. 2. b) cc).

nach PSW, die erstmals nach Inkrafttreten dieser Bestimmung bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden, von den Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte für den Bezug elektrischer Energie bis Ende 2020 befreit sind. Fraglich ist, ob PSW – als nicht zahlungsverpflichteter Netznutzer - zugleich mangels netznutzungsabhängiger Bezugsgröße weiterhin aufgrund der Eigenschaft als Letztverbraucher zur Zahlung der Umlage verpflichtet bleiben. Inwiefern dies vom Gesetzgeber beabsichtigt wurde, kann mangels entsprechender Auseinandersetzung der Rechtsprechung mit der Neuregelung noch nicht beurteilt werden. Bestandsanlagen sind hingegen verpflichtet, einen Ökostromförderbeitrag zu entrichten.

c) Schweiz

Seit Anfang 2009 wird in der Schweiz Strom aus Erneuerbaren Energien mit der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) gefördert. Alle Letztverbraucher, also Stromkonsumenten bezahlen dafür einen Zuschlag pro verbrauchte KW-Stunde Strom. Der Zuschlag ist mit der deutschen EEG-Umlage vergleichbar und heißt in der Schweiz Netzzuschlag. Geregelt ist dieser in Art. 15b EnG. Hiernach erhebt die Netzgesellschaft einen Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze zur Finanzierung der nicht durch Marktpreise gedeckten Kosten der Netzbetreiber für die Übernahme von Elektrizität nach den Art. 7a Abs. 1 und 28a Abs. 1 EnG, der Kosten für wettbewerbliche Ausschreibungen nach Art. 7a Abs. 3, der Verluste aus Bürgschaften nach Art. 15a Abs. 1 sowie der Entschädigung des Konzessionärs nach Art. 15a EnG. Der Netzbetreiber hat gemäß Art. 15b Abs. 2 EnG die Option, diese Kosten an die Betreiber der unterliegenden Netze zu überwälzen. Diese wiederum können den Zuschlag auf die Endverbraucher überwälzen. Von der nach dem Gesetzeswortlaut an sich optionalen Weiterbelastung der Kosten machen derzeit alle Beteiligten Gebrauch, sodass der Stromkonsument mit ca. 0,45 Rp./kWh belastet wird.

Seit 2012 wird außerdem ein neuer Zuschlag von 0,1 Rp./kWh zur Finanzierung von Gewässerschutzmaßnahmen erhoben. Der Zuschlag zur Finanzierung der KEV (Netzzuschlag) und der Zuschlag zur Finanzierung der Gewässerschutzmaßnahmen wird bedarfsgerecht durch den Bundesrat festgelegt. Der Zuschlag für das Jahr 2013 bleibt gegenüber 2012 unverändert bei insgesamt 0,45 Rp./kWh, also bei 0,35 Rp./kWh für die KEV und 0,1 Rp./kWh für den Gewässerschutz. Am 23.10.2013 hat der Bundesrat die KEV-Tarife ab 1. Januar 2014 festgelegt. Der Zuschlag steigt auf insgesamt 0,6 Rp./kWh, also 0,5 Rp./kWh für die KEV und 0,1 Rp./kWh für den Gewässerschutz.¹⁶⁰

In der Schweiz werden PSW – anders als in dem energiewirtschaftlichen Rechtsrahmen von Deutschland und Österreich – jedoch bereits nicht als Endverbraucher eingeordnet, Art. 4 Satz 1 lit. b) Satz 2 StromVG.¹⁶¹ Ausgenommen von der Zuschlagspflicht ist demgemäß der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen

¹⁶⁰ Die jeweiligen Beträge sind auf den Seiten der Schweizerischen Eidgenossenschaft abrufbar unter: <http://www.news.admin.ch/message/index.html?lang=de&msg-id=49440>.

¹⁶¹ Siehe zur Einordnung von PSW als Endverbraucher die Ausführungen in dem Abschnitt B. I. 2. c).

in Pumpspeicherkraftwerken. PSW sind insofern qua gesetzlicher Einordnung keine Endverbraucher i.S.d. StromVG.

d) Analyse

Deutschland, Österreich und die Schweiz sehen eine Umlage der Kosten für die gesetzlichen Einspeisevergütungen von Erneuerbaren Energien vor. Diese wird in allen drei Ländern von den Letztverbrauchern erhoben.

Dies bedeutet für PSW, die in Deutschland und in Österreich als Letztverbraucher eingeordnet werden, dass sie generell eine Umlage zur Förderung Erneuerbare Energien entrichten müssen. Dies gilt nicht für die Schweiz, da PSW hier keine Letztverbraucher sind. Deutschland hat hingegen eine spezifische Ausnahmeregelung für Stromspeicher und damit auch PSW erlassen.

Österreichs Rechtslage sieht aktuell keine ausdrückliche Befreiung vor. Zwar sind PSW Endverbraucher i.S.d. EIWOG. Allerdings ist der Ökostromförderbeitrag im Verhältnis zu den jeweils zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten zu leisten. Auch die Ökostrompauschale steht in Abhängigkeit von der Netznutzung. Nach § 111 Abs. 3 EIWOG sind neu errichtete PSW von den Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten für den Bezug elektrischer Energie bis Ende 2020 befreit. Fraglich ist, ob PSW – als nicht zahlungsverpflichtete Netznutzer - zugleich mangels netznutzungsabhängiger Bezugsgröße weiterhin aufgrund der Eigenschaft als Letztverbraucher zur Zahlung der Umlage verpflichtet bleiben. Bestandsanlagen sind hingegen verpflichtet, einen Ökostromförderbeitrag zu entrichten.

3. ENERGIE UND STROMSTEUER

a) Deutschland

Gemäß § 1 Abs. 1 Stromsteuergesetz (StromStG) unterliegt elektrischer Strom im Steuergebiet der Stromsteuer. Die Stromsteuer ist eine Verbrauchssteuer im Sinne der Abgabenordnung.

Der Steuertarif beträgt gemäß § 3 StromStG EUR 20,50 für 1 MW-Stunde Strom. Die Steuer entsteht gemäß § 5 Abs. 1 StromStG dadurch, dass vom im Steuergebiet ansässigen Versorger geleisteter Strom durch Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird, oder dadurch, dass der Versorger den Versorgungsnetzstrom zum Selbstverbrauch entnimmt. Bei Eigenerzeugern entsteht hier die Steuer vorbehaltlich Satz 1 mit der Entnahme vom Strom zum Selbstverbrauch im Steuergebiet. Die Entnahme des zur Förderung des Wassers aus dem niedriger gelegenen Becken in das höher gelegene Becken erforderlichen Stromes aus dem Netz durch den Kraftwerksbetreiber stellt einen steuerbaren Vorgang dar.

Gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG ist Strom aus erneuerbaren Energieträgern von der Steuer befreit, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Entnimmt der Anlagenbetreiber des PSW folglich aus einer Direktleitung ausschließlich Strom aus Erneuerba-

ren Energien für den Pumpvorgang, ist dieser Strom – losgelöst von der Frage, ob es sich hierbei überhaupt um eine Stromentnahme im Sinne des § 5 StromStG handelt - gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG von der Steuer vollständig befreit. Hierbei handelt es sich um einen – wie bereits mehrfach angesprochen – eher theoretischen Fall.

Dessen ungeachtet, ist auf jeden Fall nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG derjenige Strom von der Stromsteuer befreit, der zur Stromerzeugung entnommen wird. Insofern sind PSW von der Stromsteuer befreit. Ferner ist es ebenfalls denkbar, dass in einem PSW konventioneller Strom zur Stromerzeugung entnommen wird, dieser ist jedoch gemäß § 9 StromStG ebenfalls von der Steuer befreit. Dies wird in § 12 der Stromsteuerdurchführungsverordnung (StromStV) bestätigt, als hiernach zur Stromerzeugung entnommener Strom im Sinne von § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG ausdrücklich der „in Pumpspeicherkraftwerken von den Pumpen zum Fördern der Speichermedien zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne“ gezählt wird.¹⁶²

Folglich ist losgelöst von der Frage, ob für den Pumpfördervorgang Strom aus erneuerbaren Energieträgern oder Strom aus konventionellen Energieträgern zum Einsatz kommt, eine Stromsteuerbefreiung für den hierfür verwendeten Strom gegeben.

Die Einspeisung des in dem PSW produzierten Stroms in das Netz stellt nach dem Stromsteuergesetz hingegen keinen zu versteuernden Vorgang dar.

b) Österreich

Im Gegensatz zu Deutschland unterliegen in Österreich sowohl der Verbrauch als auch die Lieferung elektrischer Energie gemäß § 1 EIAbgG einer Elektrizitätsabgabe. Steuergebiet im Sinne dieses Bundesgesetzes ist das Bundesgebiet, ausgenommen das Gebiet der Ortsgemeinden Jungholz (Tirol) und Mittelberg (Vorarlberg). Der Anknüpfungspunkt für steuerbare Vorgänge liegt sowohl beim Verbrauch gemäß § 1 Abs. 2 EIAbgG als auch bei der Lieferung nach § 1 Abs. 1 EIAbgG.

Die Lieferung im Sinne des § 1 Abs. 1 Z 1 EIAbgG erfolgt an dem Ort, an dem der Empfänger über die elektrische Energie verfügen kann. Die Steuer entsteht nicht bei einer Lieferung an Elektrizitätsunternehmen i.S.d. § 7 Abs.1 Z 9 EIWOG und an sonstige Wiederverkäufer, soweit die elektrische Energie zur Weiterlieferung bestimmt ist. Elektrizitätsunternehmen im Sinne des § 7 Abs. 1 Z 9 EIWOG ist eine natürliche Person, eine juristische Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die in Gewinnabsicht von den Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie mindestens eine wahrnimmt und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnimmt, mit Ausnahme der Endverbraucher. Das österreichische Stromsteuerrecht enthält keine direkten Regelungen zur Befreiung von Strom, der von PSW erzeugt und in das Netz „geliefert“ wird. In Bezug auf

¹⁶² Vgl. auch BGH, Beschluss vom 17.11.2009 - EnVR 56/08.

die Lieferung elektrischer Energie besteht jedoch für PSW keine Steuerpflicht, sofern PSW den produzierten Strom lediglich zur Weiterlieferung in das Netz einspeisen und keine unmittelbare Lieferung als Versorger an Endverbraucher vornehmen. Dies ist bei der produzierten und in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strommengen zu bejahen.

Fraglich ist daneben, ob der für den Pumpvorgang benötigte Strom unter den Begriff des Verbrauchens gemäß § 1 Abs. 2 EIAbgG zu subsumieren ist. Nach § 2 Z 2 EIAbgG ist von der Abgabe jedoch elektrische Energie befreit, soweit sie für die Erzeugung und Fortleitung elektrischer Energie, von Erdgas oder von Mineralöl verwendet wird. Nach Punkt 1.2.2.1 der Energieabgaben-Richtlinien 2011 liegt eine begünstigte Verwendung vor, wenn innerhalb eines Erzeugungsbetriebs die elektrische Energie zur Erzeugung von elektrischer Energie verwendet wird (etwa wenn innerhalb eines Speicherkraftwerks die erzeugte Energie zum Hochpumpen des Wassers verwendet wird). Es handelt sich hier um elektrische Energie, die vom Erzeugungsbetrieb selbst hergestellt oder bezogen wurde und im Rahmen des Stromerzeugungsprozesses weiterverwendet wird. Diese Verwendung ist grds. steuerbar, aber steuerfrei.

c) Schweiz

Soweit ersichtlich, sieht das Schweizer Recht keine Erhebung einer dem österreichischen oder dem deutschen Recht vergleichbaren Stromsteuer vor. Der Strompreis, den der Endverbraucher derzeit in der Schweiz bezahlt, setzt sich aus dem Energiepreis, den Kosten für die Netznutzung sowie den Gebühren und Abgaben zusammen. Diese erschöpfen sich jedoch in der KEV und der MwSt.

Es ist eine ökologische Steuerreform in Planung, mittels derer Anreize gesetzt werden sollen, um die Energieeffizienz substantiell zu verbessern und den Energieverbrauch insgesamt zu reduzieren. Geprüft wird derzeit eine allgemeine Energieabgabe auf Brenn- und Treibstoffe sowie elektrischen Strom. Die Höhe der Energieabgabe würde sich anhand der Ziele der Energie- und Klimapolitik bemessen.

d) Analyse

Sowohl Deutschland als auch Österreich nehmen PSW von der Zahlung einer Stromsteuer aus. Der für den Pumpvorgang erforderliche Strom ist gänzlich von der Stromsteuer befreit. Auch ist der wieder in das Netz eingespeiste durch das PSW produzierte Strom von der Steuer befreit. Dies ist im Ergebnis zu begrüßen, da monetäre Belastungen, die direkt mit dem Betrieb des PSW in Verbindung stehen, sich unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit und auch die Konkurrenzfähigkeit mit anderen Speichertechnologien auswirken. Die Schweiz erhebt bislang keine zusätzliche - der deutschen Stromsteuer oder der österreichischen Elektrizitätsabgabe vergleichbare - Steuer oder Abgabe.

4. WASSERNUTZUNG- BZW. WASSERENTNAHMEENTGELTE

Neben den energie- und steuerrechtlichen Umlagen und Abgaben sind die Betreiber von PSW auch von wasserrechtlichen Abgaben betroffen.

a) Deutschland

Wassernutzungs- bzw. Wasserentnahmeentgelte werden in Deutschland nicht auf der Bundesebene, sondern auf Grundlage von landesrechtlichen Vorschriften erhoben. Den Ländern steht die Gesetzgebungskompetenz zur Einführung eines Wasserentnahmeentgelts im Sinne einer nichtsteuerlichen Vorteilsabschöpfung zu. Die Kompetenzordnung des Grundgesetzes weist dem Bund in Art. 74 Abs. 1 Nr. 32 GG eine konkurrierende Gesetzgebungskompetenz für den Bereich des Wasserhaushalts zu. Von dieser hat der Bundesgesetzgeber mit dem Erlass des Wasserhaushaltsgesetzes Gebrauch gemacht. Den Ländern hat der Bundesgesetzgeber jedoch verschiedene Bereiche, u.a. die Entscheidung über die Erhebung eines Wasserentnahmeentgelts, überlassen.¹⁶³ Sollte der Bundesgesetzgeber von der konkurrierenden Sachgesetzgebungskompetenz abschließend Gebrauch machen wollen, bliebe den Ländern eine Abweichungskompetenz nach Art. 72 Abs. 3 Nr. 5 GG erhalten.¹⁶⁴

aa) Rechtliche Grundlagen

Gegenwärtig werden in dreizehn Bundesländern Wassernutzungs- bzw. Wasserentnahmeentgelte für die Wasserentnahme aus oberirdischen Gewässern oder aus dem Grundwasser erhoben. Wasserentnahmeentgelte werden derzeit in Baden-Württemberg, Berlin, Brandenburg, Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Saarland, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein erhoben. Keine Wasserentnahmeentgelte erheben Bayern, Hessen und Thüringen.

Die Bemessungsgrundlagen und damit auch die Höhe der Wassernutzungs- bzw. Wasserentnahmeentgelte sind in den jeweiligen Bundesländern unterschiedlich geregelt. Grundsätzlich knüpft der Entgeltsatz an die Menge und den Gewässertyp an. Die Landesgesetzgeber differenzieren in der Regel zwischen oberirdischen Gewässern und dem Grundwasser, für dieses wird in der Regel ein höheres Entgelt berechnet. In Berlin, Hamburg und dem Saarland ist nur die Grundwasserentnahme abgabepflichtig, insofern ist der Wasserbezug von PSW nicht abgabepflichtig. Nach derzeitiger Rechtslage befreien einige Bundesländer bestimmte Branchen von der Wasserentnahmeentgeltspflicht. Für Wasserkraftnutzung sehen die Bundesländer Bremen (§ 1 Abs. 2 Nr. 7 BremWEGG), Mecklenburg-Vorpommern (§ 16 Abs. 2 Nr. 6 LWaG), Niedersachsen (§ 21 Abs. 2 Nr. 7 NWG), Nordrhein-Westfalen (§ 1 Abs. 2 Nr. 6 WasEG) und Rheinland-Pfalz (§ 1 Abs. 2 Nr. 6 LWEntG) von einer Entgeltspflicht ab.

¹⁶³ LT Drs. 16/1158 Rheinland-Pfalz; Gießen, LKRZ 11/ 2013, 445 (446).

¹⁶⁴ Vgl. dazu auch Gawel, LKV 12/ 2011, 529 (530).

Neben den Ausnahmetatbeständen für gewisse Wirtschaftszweige finden sich in einigen Bundesländern weitere Abweichungen, Befreiungen und Privilegien. So sieht das WasEG NRW von einer Entgeltspflicht ab, sofern die entnommene Wassermenge 3000 Kubikmeter pro Kalenderjahr nicht übersteigt. In Schleswig-Holstein wird die Abgabe gemäß § 1 Abs. 2 Nr. 2 OWAG nicht erhoben, sofern der Betrag von EUR 2.500,00 nicht überschritten würde. Im Einzelfall wird in Bundesländern wie Sachsen-Anhalt auf Antrag von der Entgeltspflicht befreit. So etwa nach § 4 Abs. 2 WasEE-VO LSA, wonach auf Antrag von der Entgeltspflicht ganz oder teilweise abgesehen wird, wenn durch die Entrichtung des Entgelts die Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens beeinträchtigt würde. Diese Befreiungsmöglichkeit gilt nach § 4 Abs. 2 WasEE-VO LSA auch, wenn wichtige wasserwirtschaftliche, ökologische oder sonstige öffentliche Belange dies erfordern.

In **Baden-Württemberg** findet sich die Entgeltspflicht für die Wasserentnahme in §§ 17, 17 c Nr. 1, 2 BW Wassergesetz. Das Entgelt beträgt für die Verwendung von Wasser aus oberirdischen Gewässern EUR 0,010. **Brandenburg** setzt in § 40 BbgWG für die Entnahme von Oberflächenwasser EUR 0,02 pro Kubikmeter fest. **Bremen** erhebt gemäß § 1 BremWEGG für die Einräumung eines Rechts der Wasserbenutzung nach § 9 Abs.1 Nr. 1-5 WHG eine Gebühr. Die Höhe der Gebühr ergibt sich aus § 2 Abs. 1 BremWEGG i.V.m. der Anlage zu § 2 Abs. 1 und normiert für die Entnahme zu sonstigen Zwecken eine Gebühr von EUR 0,06 pro Kubikmeter. Das **Land Mecklenburg-Vorpommern** erhebt nach § 16 Abs. 1 Nr. 1, 2 LWaG für die Entnahme von oberirdischen Gewässern ein Entgelt in Höhe von EUR 0,02 pro Kubikmeter. **Niedersachsen** erhebt nach § 21 Abs. 1 NWG für die Benutzung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 und 5 WHG eine Gebühr. Diese beträgt nach § 22 Abs. 1 NWG i.V.m. der Anlage 2 NWG für die Entnahme von oberirdischen Gewässern und Grundwasser EUR 0,06136 pro Kubikmeter. Auch **Nordrhein-Westfalen** erhebt für die Entnahme von Wasser aus oberirdischen Gewässern eine Gebühr, § 1 Abs. 1 Nr. 2 WasEG NRW. Das Wasserentnahmeentgelt bemisst sich nach der vom Entgeltspflichtigen entnommenen Wassermenge und beträgt nach § 2 Abs. 2 WasEG EUR 0,05 pro Kubikmeter. **Rheinland-Pfalz** normiert in § 1 Abs. 1 Nr. 1, 2 LWEntG die Entgeltspflicht für das Entnehmen von Wasser aus oberirdischen Gewässern. Die Bemessungsgrundlage wird in § 2 Abs. 2 LWEntG normiert und beträgt bei der Entnahme von Wasser aus oberirdischen Gewässern EUR 0,024 je Kubikmeter. Die Entgeltspflicht für die Wasserentnahme aus oberirdischen Gewässern in **Sachsen-Anhalt** findet sich in § 105 Abs. 1 WG LSA. Nach § 105 Abs. 3 wird die Landesregierung von Sachsen-Anhalt ermächtigt, durch Verordnung die Höhe des Wasserentnahmeentgelts festzulegen. Nach § 3 Abs. 2 Nr. 2 WasEE-VO LSA beträgt die Entgelthöhe für die Entnahme von Wasser aus oberirdischen Gewässern (in der Rubrik Nr. 2.4 für sonstige Zwecke) EUR 0,04 je Kubikmeter. **Sachsen** erhebt nach § 91 SächsWG ein Entgelt für die Entnahme von oberirdischen Gewässern. Die Abgabe bemisst sich nach § 91 Abs. 5 i.V.m. Anlage 5 SächsWG nach Herkunft, Menge und Verwendungszweck des Wassers und beträgt für Oberflächengewässer (in der Rubrik sonstige Verwendungszwecke) EUR 0,020 je Kubikmeter. In **Schleswig-Holstein** ergibt sich eine Abgabepflicht für die Entnahme von Wasser aus oberirdischen Gewässern nach § 1 OWAG in Höhe von EUR 0,007 pro Kubikmeter.

bb) Verpflichtung von PSW

Auch wenn in den jeweiligen Bundesländern eine grundsätzlich Verpflichtung zur Entrichtung von Wassernutzungs- bzw. Wasserentnahmeentgelten besteht, bedeutet dies nicht, dass auch die Wasserentnahme von PSW abgabepflichtig ist. Im Folgenden wird beispielhaft anhand der Länder Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen gezeigt, dass die Verpflichtung von PSW zur Entrichtung von Wassernutzungs- bzw. Wasserentnahmeentgelten im Einzelfall mit erheblichen Rechtsunsicherheiten verbunden ist.

(1) Entgeltspflicht in Baden-Württemberg

Die Benutzung eines Gewässers ist gebührenpflichtig, vgl. §§ 17, 17c WG BW. Nach § 17 Abs. 1 WG BW kann bei der Bewilligung oder Erlaubnis von Benutzungen, die zum Gegenstand haben, die Gewinnung und Ausnutzung von Wasserkräften öffentlicher Gewässer, wenn die zu nutzende Leistung der Rohwasserkraft 1000 kW übersteigt sowie das Entnehmen fester Stoffe aus öffentlichen Gewässern, an deren Bett Privateigentum nicht nachweisbar ist, dem Unternehmer ein angemessenes Entgelt auferlegt werden. Das Entgelt kann bei veränderten Verhältnissen geändert werden. § 17 WG BW betrifft allerdings nur die „Gewinnung“ bzw. „Ausnutzung“ von Wasserkräften, d.h. die Umwandlung der im Wasser vorhandenen Bewegungsenergie in elektrische oder mechanische Energie, also die von der Natur dargebotene im Gegensatz zur künstlich bzw. anthropogen geschaffenen Wasserkraft.¹⁶⁵ Demnach ist der Betrieb von PSW, soweit das Abpumpen von Wasser zur Energieerzeugung in Rede steht, nicht entgeltpflichtig. Dies folgt auch aus dem Begriff der „Rohfallhöhe“ in § 17 Abs. 2 Satz 1 HS 2 WG BW, der ein natürliches und ausnutzbares Gefälle voraussetzt.¹⁶⁶

Gemäß § 17c WG BW sind ferner u.a. das Entnehmen und Ableiten von Wasser aus oberirdischen Gewässern gebührenpflichtig. § 17c WG BW knüpft für die Entgeltspflichtigkeit an die Benutzung zur Wasserversorgung an. Der „Wasserversorgung“ dienen alle Gewässerbenutzungen zum Zweck der Deckung des Wasserbedarfs, zum Beispiel Trinkwasserbedarf, Betriebswasserbedarf, Haushaltswasser.¹⁶⁷ Zwar ist die Erhebung eines Entgelts für die Gewinnung und Ausnutzung von Wasserkräften abschließend in § 17 WG BW geregelt; anderes gilt u.a. dann, wenn für den Betrieb eines PSW zum Ausgleich von Verdunstungs- und Versickerungsverlusten Wasser aus einem oberirdischen Gewässer entnommen wird.¹⁶⁸

Durch das „Entnehmen“ von Wasser i.S.d. § 9 Abs. 1 Nr. 1 Alt. 1 WHG (zugleich: „Absenken“ des Gewässers i.S.d. § 9 Abs. 1 Nr. 2 Alt. 2 WHG) für ein PSW liegt ein entgeltpflichtiger Benutzungstatbestand vor. Die Bemessung der Gebühr für die Entnahme von Wasser durch PSW richtet sich nach § 17d Abs. 2 Nr. 3 WG BW (EUR 0,010 je Kubikmeter).

¹⁶⁵ Bulling/Finkenbeiner/Eckardt/Kibele, Wassergesetz für Baden-Württemberg, § 17, Rn. 8.

¹⁶⁶ Bulling/Finkenbeiner/Eckardt/Kibele, a.a.O., § 17, Rn. 8.

¹⁶⁷ Bulling/Finkenbeiner/Eckardt/Kibele, a.a.O., § 17c, Rn. 16.

¹⁶⁸ Bulling/Finkenbeiner/Eckardt/Kibele, a.a.O., § 17c, Rn. 18.

Eine Ermäßigung von 75 % kommt nach § 17e Abs. 2 Nr. 3 WG BW in Betracht, wenn der Entgeltspflichtige Maßnahmen zur Herstellung der gewässerökologischen Funktionsfähigkeit von oberirdischen Gewässern vornimmt, zu deren Durchführung er nicht durch behördliche Anordnungen verpflichtet ist und die nicht als vorgezogene Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen in Ökokonten gebucht wurden.

(2) Entgeltspflicht in Nordrhein-Westfalen

Gemäß § 1 Abs. 1 Wasserentnahmeentgeltgesetz (WasEG) ist das Entnehmen, Zutagefördern, Zutageleiten und Ableiten von Grundwasser (Nr. 1) sowie das Entnehmen und Ableiten von Wasser aus oberirdischen Gewässern (Nr. 2) entgeltspflichtig. Der Pumpvorgang während des Betriebs des PSW fällt nicht unter § 1 Abs. 1 WasEG, wenn weder Wasser aus einem oberirdischen Gewässer entnommen noch abgeleitet wird. Nicht erhoben wird das Entgelt allerdings für Entnahmen für die Wasserkraftnutzung, soweit das entnommene Wasser dem Gewässer wieder zugeführt wird, § 1 Abs. 2 Nr. 6, 1. Alternative WasEG.

Fraglich ist zunächst, ob unter den Begriff der „**Wasserkraftnutzung**“ nur die von der Natur dargebotene – im Gegensatz zur künstlich oder anthropogen geschaffenen – Wasserkraft zählt. Des Weiteren ist fraglich, ob die Entnahme „für“ die Wasserkraftnutzung unmittelbar erfolgen muss oder ob es ausreicht, dass die Entnahme im weiteren Sinne der Wasserkraftnutzung dient, zum Beispiel zum Auffüllen des Beckens des PSW. Der Wille des Gesetzgebers, der für die Ausnahmeregelung auf den Klimaschutz abstellt, könnte eher dafür sprechen, § 1 Abs. 2 Nr. 6 WasEG weit auszulegen, so dass auch die der Wasserkraftnutzung mittelbar dienende Wasserentnahme der Ausnahmeregelung unterfällt. In der Gesetzesbegründung zum WasEG wird diesbezüglich ausgeführt:

„Da durch die 7. Novelle des WHG Belange des Klimaschutzes Gegenstand der Bewirtschaftungsgrundsätze des § 1a Abs. 1 WHG geworden sind, sind in Absatz 2 Nr. 6 schließlich auch die Entnahmen für die Wasserkraftnutzung (...) privilegiert worden.“¹⁶⁹

Schließlich müsste das entnommene Wasser dem Gewässer wieder zugeführt werden. Hier gilt zu klären, ob eine Zurückführung i.S.d. § 1 Abs. 2 Nr. 6 WasEG ausschließlich die Wiedereinleitung von Wasser in das Gewässer oder aber auch die Rückführung durch Verdunstung und Niederschlag umfasst. Für eine Zurückführung im letzteren Sinne könnte argumentiert werden, dass das Wasser durch den Pumpbetrieb nicht verloren geht. Faktisch wird dem Entnahmegewässer Wasser durch Verdunstung und Niederschlag zugeführt, die sich auch aus den Speicherbecken des PSW speisen. Rechtsprechung zur Auslegung des § 1 Abs. 2 Nr. 6 WasEG existiert bislang nicht. Die vorstehend aufgeworfenen Fragen sind daher noch klärungsbedürftig.

¹⁶⁹ Entwurf eines Gesetzes über die Entlastung des Haushalts und über die Erhebung eines Entgelts für die Entnahme von Wasser aus Gewässern – Wasserentnahmeentgeltgesetz des Landes Nordrhein-Westfalen, Drs. 13/4528, S. 30.

b) Österreich

Im WRG AUT wird für die Wasserentnahme von oberirdischen Gewässern keine Entgeltspflicht normiert. Zwar geht die Wasserentnahme über den in § 8 WRG AUT verankerten Gemeingebrauch hinaus und bedarf nach § 9 Abs. 1 WRG AUT einer Bewilligung, eine Entgeltspflicht löst dies jedoch nicht aus. Auch finden sich in den landesrechtlichen Vorschriften keine anderweitigen Regelungen, da gemäß Art. 10 Abs. 1 Z 10 der Österreichischen Bundesverfassung die Gesetzgebung und Vollziehung Bundessache ist. Insofern ist der Wasserbezug durch PSW nicht abgabepflichtig.

c) Schweiz

Nach Art. 76 Abs. 4 Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft verfügen die Kantone über die Wasservorkommen, das heißt sie können die Nutzung der Wasservorkommen rechtlich ausgestalten. Der Bund legt jedoch nach Art. 76 Abs. 2 Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft die Grundsätze über die Nutzung der Gewässer zur Energieerzeugung fest.

Gemäß Art. 49 WRG wird für Wasserkraftwerke, denen PSW unterfallen, ein Wasserzins erhoben.

Gemäß Art. 18 WRG soll, wenn ein Kanton von Wasserkraftwerken, die aufgrund eines privatrechtlichen Verhältnisses errichtet sind, eine besondere staatliche Abgabe oder Steuer auf der erzeugten elektrischen Energie erhebt, diese die PSW nicht stärker belasten, als der Wasserzins nach Art. 49 WRG die auf Konzession beruhenden PSW belastet.¹⁷⁰ Nach Art. 49 Satz 2 WRG dürfen die auf Konzession beruhenden Wasserkraftwerke und die von solchen Werken erzeugte elektrische Energie nicht mit besonderen Steuern belegt werden. Jedoch kann in Kantonen, in denen der Maximalwasserzins gesetzlich auf weniger als den nach den eidgenössischen Vorschriften zulässigen Ansatz festgesetzt ist, eine besondere kantonale Steuer erhoben werden, die zusammen mit dem maximalen Wasserzins nicht mehr als höchstens diesen Ansatz ausmacht.¹⁷¹

Der Wasserzins darf nach Art. 49 Abs. 1 WRG bis Ende 2014 jährlich 100 Franken und bis Ende 2019 jährlich 110 Franken pro KW Bruttoleistung nicht übersteigen. Die genaue Höhe des Wasserzinses wird von den Kantonen festgelegt. PSW, die bis zu 1 MW Bruttoleistung erbringen, sind von der Zahlung eines Wasserzinses befreit. Bei Leistungen zwischen 1 und 2 MW ist nach Art. 49 Abs. 4 WRG höchstens ein linearer Anstieg bis zum Maximum nach Absatz 1 zulässig.

¹⁷⁰ Vgl. zum Konzessionserfordernis bei der Pumpspeicherung Jagmetti, in: Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht, Band VII, Energierecht, Rn. 4202.

¹⁷¹ Vgl. ausführlicher dazu Jagmetti, a.a.O., Rn. 4541.

Während der für den Bau bewilligten Frist soll nach Art. 50 WRG kein Wasserzins erhoben werden. Während der ersten sechs Jahre nach Ablauf der Baufrist kann der Konzessionär verlangen, dass der Wasserzins im jeweiligen Verhältnis der wirklich ausgenutzten zur verliehenen Wasserkraft, jedoch höchstens bis zur Hälfte herabgesetzt werden soll.

Die für die Berechnung des Wasserzinses maßgebende Bruttokraft ist nach Art. 51 Abs. 1 WRG die aus den nutzbaren Gefällen und Wassermengen berechnete mittlere mechanische Bruttoleistung des Wassers. Weitere Bestimmungen zur Berechnung finden sich in Art. 51 Abs. 2 und 3 WRG sowie der Wasserzinsverordnung. Insofern werden im Bundesrecht die Berechnungsmethode und ein Höchstansatz vorgegeben, um den maximalen Wasserzins zu normieren, der von einem PSW erhoben werden darf.

aa) Berechnung des Wasserzinses

Nach Art. 51 Abs. 1 WRG und Art. 4 WZV ist für die Berechnung des Wasserzinses die mittlere mechanische Bruttoleistung des Wassers maßgeblich, die aus den nutzbaren Gefällen und (nutzbaren) Wassermengen errechnet wird. Bei einem PSW entspricht das nutzbare Gefälle der Wasserspiegeldifferenz zwischen dem Ort der Entnahme und dem Ort der Rückgabe des Wassers in das öffentliche Gewässer. Bei der Berechnung wird auf die tatsächlich genutzte Wassermenge abgestellt. Die Berechnung des Wasserzinses nach der bundesrechtlichen Methode erfordert Abflussmessstationen sowie regelmäßige Abflussmessungen. Der Wasserzins ist zudem für jede Anlage individuell zu berechnen. PSW nutzen je nach Betriebsweise unterschiedliche Wassermengen, so dass die Wasserzinsberechnung im Falle von PSW an ihre Grenzen stößt. Daher wird bei PSW auf die mittlere jährliche Bruttoleistung abgestellt.

Für die Berechnung des Wasserzinses kann nach Art. 1 Abs. 2 WZV von den Kantonen eine von dieser Verordnung abweichende Methode festgelegt werden. Der geforderte Wasserzins darf jedoch nicht höher sein, als wenn er nach der WZV berechnet wäre. Auf kantonaler Ebene finden sich subsidiär unterschiedliche, auf die individuellen Erfordernisse der einzelnen Kantone abgestimmte, Berechnungsmethoden zur Festlegung der Wasserzinsen.¹⁷²

bb) Zuständigkeit für die Erhebung des Wasserzinses

Auch hier gibt der Bundesgesetzgeber keine Zuständigkeiten vor. Vielmehr variiert die Wasserzinsenerhebungszuständigkeit von Kanton zu Kanton, sogar innerhalb eines Kantons können unterschiedliche Institutionen für die Wasserzinsenerhebung zuständig sein. So unterscheidet man im Kanton Wallis bei der Wasserzinsenerhebungskompetenz zwischen Wasserkraftnutzungen an der Rhone einerseits und an ihren Seitengewässern andererseits. Am Hauptgewässer, der Rhone, erhebt allein der Kanton Wasserzinsabgaben, während an den

¹⁷² Vgl. dazu Bundesamt für Wasser und Geologie (BWG) Schweiz: Der Wasserzins- die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz, S 23.

Seitengewässern 40 % der Wasserzinseinnahmen den Gemeinden und 60 % dem Kanton (besondere Wasserkraftsteuer) zufließen.¹⁷³

cc) Pumpwerkabgabe und Pumpwerksteuer

Verschiedene Kantone kennen eine Pumpwerkabgabe oder eine Pumpwerksteuer.¹⁷⁴ Sie wird für die eigentliche Pumpspeicherung erhoben, also nicht für die Erhöhung der Speicherkapazität durch Zubringerpumpen und auch nicht für den reinen Umwälzbetrieb mit zwei künstlich angelegten Speichern in einem abgeschlossenen System, wo allenfalls eine Abgabe für den Wasserbezug zur Alimentierung des Systems zu entrichten ist. Die Berechnung der Abgabe erfolgt nach der aufgewendeten Pumpenergie und nach der installierten Leistung, vielfach zu einem reduzierten Ansatz gegenüber dem Wasserzins.¹⁷⁵

d) Analyse

Die rechtlichen Regelungen über die Verpflichtung zur Entrichtung von Wassernutzungsentgelten bzw. Wasserentnahmeentgelten sind in den drei Ländern äußerst heterogen. Der erste zentrale Unterschied zwischen Deutschland und der Schweiz einerseits und Österreich andererseits besteht darin, dass der Wasserbezug durch PSW in Österreich nicht entgeltspflichtig ist.

Aber auch die Regelungen in Deutschland und der Schweiz über die Verpflichtung zur Entrichtung von Wassernutzungsentgelten bzw. Wasserentnahmeentgelten unterscheiden sich systematisch, hinsichtlich der Kompetenzen und der Höhe der Wassernutzungsentgelte bzw. Wasserentnahmeentgelte. Aber selbst die innerstaatliche Ausgestaltung ist different. So werden in Deutschland lediglich in insgesamt dreizehn Ländern Wassernutzungsentgelte bzw. Wasserentnahmeentgelte erhoben. Prinzipiell legt der jeweilige Landesgesetzgeber im Rahmen seiner Gesetzgebungskompetenz eine Gebührenhöhe je Kubikmeter fest. Insgesamt ist die Höhe des zu entrichtenden Entgelts in Deutschland nach dem Entnahmestufe gestaffelt und zwischen den Bundesländern unterschiedlich ausgestaltet. Die Entgelthöhe orientiert sich zudem auch nach Herkunft des Wassers und Menge. Einige Bundesländer weisen in ihren länderspezifischen Gesetzen eine Bagatellgrenze auf und sehen daher von einer Entgeltspflicht ab.

¹⁷³ Vgl. dazu Bundesamt für Wasser und Geologie (BWG) Schweiz: Der Wasserzins- die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz, S. 15.

¹⁷⁴ So sieht Bern gemäß Art. 35 Abs. 3 Wassernutzungsgesetz vom 23.11.1997 (BSG 752.41) und Art. 15 Abs. 2 Dekret vom 11.11.1996 über die Wassernutzungsabgaben (BSG 752.461) eine Pumpwerkabgabe, Uri nach Art. 23 Gewässernutzungsgesetz vom 16.02.1992 (RB 40.4101) eine wiederkehrende Gebühr, Schwyz nach § 25 Abs. 1 Wasserrechtsgesetz vom 11.09.1973 (SRSZ 451.100) einen Wasserzins, Obwalden gemäß Art. 31 Abs. 3 Gesetz über den Wasserbau und die Wassernutzung vom 31.05.2001 (GDB 740.1) die sachgemäße Anwendung der Vorschriften über die Wasserkraftnutzung, Graubünden gemäß Art. 34 Wasserrechtsgesetz des Kantons Graubünden vom 12.03.1995 (BR 810.100) i.V.m. der Verordnung über die Wasser- und Pumpwerksteuer (BR 810.115) eine Pumpwerksteuer und Wallis nach Art. 68 Gesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte vom 28.03.1990 (SGS/VS 721.8) eine Pumpwerkabgabe vor; Glarus hingegen nimmt die Pumpspeicherung von der Energieabgabe auf Wasserkraftwerken und andere Energieanlagen gemäß Art. 4 Abs. 2 Energiegesetz (GS VII E/1/1) aus; vgl. dazu Jagmetti, in: Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht, Band VII, Energie-recht, Rn. 4537.

¹⁷⁵ Vgl. dazu sowie zum Charakter der Abgabe Jagmetti, a.a.O. m.w.N.

In der Schweiz existiert hingegen keine feste Gebührenhöhe. Zwar hat der Bundesgesetzgeber in Art. 49 Abs. 1 WRG CH den Höchstwasserzins vorgegeben, jedoch lässt er den Kantonen weitgehende Freiheit bei der rechtlichen Organisation der Wasserkraftnutzung. Einen Pauschalwert pro Kubikmeter gibt es in der Schweiz somit nicht. Während Deutschland in der Regel eine feste Maßeinheit pro Kubikmeter veranschlagt und die Abweichungen mit Ausnahmetatbeständen, Befreiungen und Mengenprivilegierung ausgleicht, sieht die Schweiz lediglich in ihrer Höchstgrenze eine feste Gebührenordnung vor und überlässt es den einzelnen Kantonen, die anlagen- und gebrauchsbhängigen Wasserzinssätze zu berechnen und zu erheben.

In Zukunft könnten zumindest Deutschland und Österreich verpflichtet sein, flächendeckend Wassernutzungsentgelte bzw. Wasserentnahmeentgelte zu erheben. Die jeweilige länderspezifische Ausgestaltung der Wassernutzungs- bzw. Wasserentnahmeentgelte könnte möglicherweise mit den europarechtlichen Vorgaben kollidieren. Die EU-Kommission hat sowohl gegen Deutschland als auch gegen Österreich ein Vertragsverletzungsverfahren wegen Verstoß gegen die RL 2000/60/EG eingeleitet.¹⁷⁶ Im Kern geht es um die Frage, ob es sich beim Wasserentgelt um ein flächendeckendes europarechtlich gebotenes, oder nur um ein sinnvolles Instrument des Umweltschutzes handelt. Sollte Deutschland in dem Verfahren unterliegen, besteht die Möglichkeit, dass die Bundesländer keine Entscheidungsfreiheit darüber mehr haben werden, ob die Wasserentnahme kostenfrei bleibt. Der Bundesgesetzgeber wäre in diesem Fall zwingend angehalten, eine einheitliche Regelung zu veranlassen.

Anknüpfungspunkt für das oben genannte Verfahren ist Art. 9 RL 2000/60/EG. Im Gegensatz zu der in der RL 2000/60/EG weit gefassten Auslegung des Begriffs Wasserdienstleistungen umfasst das Verständnis Deutschlands nur die Trinkwasserversorgung sowie die Entsorgung und Aufbereitung von Abwässern. Die RL 2000/60/EG fordert jedoch, für alle Wasserdienstleistungen Umwelt- und Ressourcenkosten mit einzuberechnen. Die deutschen Bundesländer sowie Österreich, wo derzeit keine Wassernutzungsentgelte bzw. Wasserentnahmeentgelte erhoben werden, könnten somit gegen geltende europäische Vorgaben verstoßen. Nach Ansicht der EU-Kommission folgt aus Art. 9 Abs. 1 UAbs. 2 RL 2000/60/EG die Pflicht zur Erhebung von Wasserentnahmeentgelten, jedenfalls wenn kein Ausnahmefall des Art. 9 Abs. 1 UAbs. 3 RL 2000/60/EG vorliegt.¹⁷⁷ Art. 9 Abs. 1 UAbs. 1 RL 2000/60/EG verlangt von den Mitgliedstaaten die Berücksichtigung des Grundsatzes der Deckung der Kosten der Wasserdienstleistungen einschließlich umwelt- und ressourcenbezogener Kosten und insofern bis 2010 dafür zu sorgen, dass die Wassergebührenpolitik angemessene Anreize für die Benutzer darstellt, Wasserressourcen effizient zu nutzen und somit zu den Umweltzielen der RL 2000/60/EG beiträgt. Das Prinzip der Kostendeckung für Wasserdienstleistungen soll die

¹⁷⁶ Pressemitteilung der Europäischen Kommission vom 31.05.2012, IP/ 12/ 536.

¹⁷⁷ Vgl. dazu auch Reimer, LKRZ 11/ 2013, S. 445 m.w.N.

Notwendigkeit einer effizienten Nutzung der Wasserressourcen in den Vordergrund stellen und dabei den Konsequenzen für Gesellschaft und Umwelt Rechnung tragen.¹⁷⁸

Ob diese Zielsetzung in eine generelle und flächendeckende Wassernutzungs- bzw. Wasserentnahmeentgeltspflicht der Mitgliedstaaten mündet, bleibt jedenfalls bis zur endgültigen Entscheidung des EuGH ungewiss.

Gleichwohl berührt eine flächendeckende Wasserentnahmeentgeltspflicht nicht zwingend die Wirtschaftlichkeit des PSW. Dem Bundesgesetzgeber steht es frei, im Rahmen eines Wasserentnahmeentgeltgesetzes Ausnahmetatbestände, Privilegierungen oder Befreiungen für einzelne Branchen vorzusehen, und damit auch für PSW.

5. VERGÜTUNG FÜR DIE ERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

a) Deutschland

Das EEG regelt die Abnahme und die Vergütung von ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen gewonnenem Strom durch die Betreiber der Netze für die allgemeine Stromversorgung. Gemäß § 16 Abs. 1 Satz 1 EEG müssen Netzbetreiber Anlagenbetreibern Strom aus Anlagen, die ausschließlich Erneuerbare Energien einsetzen, mindestens nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 EEG vergüten. Gemäß § 16 Abs. 2 Satz 1 EEG besteht diese Verpflichtung auch dann, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sich die Verpflichtung zur Vergütung auf die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird. Die Vergütungshöhe bestimmt sich nach der Höhe der Vergütung, die der Netzbetreiber nach § 16 Abs. 1 EEG bei einer Einspeisung des Stroms in das Netz ohne Zwischenspeicherung an den Anlagenbetreiber zahlen müsste.

Voraussetzung für eine Vergütung des Stroms, der von dem PSW in das Netz eingespeist wird, ist eine Direktleitung zwischen der ursprünglichen Erzeugungsanlage und dem PSW.¹⁷⁹ Andernfalls handelt es sich um mit konventionellem Strom vermengten „Graustrom“, der keiner Erzeugungsanlagenart nach den §§ 18-33 EEG zugeordnet und somit auch nicht vergütet werden kann. In einem solchen Fall ist der Strom folglich nach der Regulationsstruktur des EEG mit den für die ursprüngliche Erzeugungsanlage nach den §§ 18-33 EEG maßgeblichen Vergütungssätzen zu vergüten.

Lösungen zu sich hieran anschließenden Fragestellungen bieten die einschlägigen deutschen Rechtsvorschriften derzeit nicht. Es ist ungeklärt, wie Strom, der aus mehreren unterschiedlichen und dennoch direkt mit dem PSW verbundenen erneuerbaren Energieanlagen stammt, zu vergüten ist. Unklar ist auch, wie die jeweiligen Stromanteile rechnerisch abbild-

¹⁷⁸ Pressemitteilung der Europäischen Kommission vom 31.05.2012, IP/ 12/ 536.

¹⁷⁹ Siehe hierzu bereits die Ausführungen in dem Abschnitt B. I. 5. d) Einordnung als Anlagen zur Erzeugung von Erneuerbaren Energien.

bar sind.¹⁸⁰ Die deutschen Regelungen zur Vergütung des von PSW eingespeisten Stroms bieten derzeit keine Rechtssicherheit.

Aufgrund der EE-Richtlinie ist jeder Mitgliedstaat verpflichtet, ein sogenanntes Herkunftsnachweissystem für Strom aus erneuerbaren Energien einzuführen, um den konkreten Anteil von Energie aus erneuerbaren Energiequellen im Strommix des Versorgers bestimmen zu können. Herkunftsnachweise sind nach Art. 2 j) RL 2009/28/EG elektronische Dokumente, die ausschließlich dazu dienen, gegenüber einem Endkunden im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil des gelieferten Stroms aus erneuerbaren Energien stammt. Die HkNDV enthält in § 7 lediglich Regelungen für PSW mit natürlichen Zuflüssen. Hiernach werden für die gesamte Strommenge Herkunftsnachweise ausgestellt, die in dem PSW erzeugt werden, abzüglich der Energie, die für den Pumpbetrieb verwendet wird, und unter Berücksichtigung eines angemessenen Faktors für die Energieverluste. Die für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen relevante Strommenge errechnet sich wie folgt: Die für den Pumpbetrieb aufgewendete Elektrizitätsmenge ist mit einem Wirkungsgradfaktor von 0,83 zu multiplizieren und dann von der eingespeisten Elektrizitätsmenge abzuziehen. Die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber ist berechtigt, für eine Anlage nach Absatz 1 einen anderen Wirkungsgradfaktor, nach dem sich die für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen relevante Strommenge errechnet, zu übermitteln, wenn dieser durch einen Umweltgutachter oder eine Umweltgutachterorganisation bestätigt wird.

Hierbei sind die vom Umweltbundesamt auszustellenden Herkunftsnachweise nicht als „grüne Zertifikate“ anzusehen, die für die Inanspruchnahme von Fördersystemen genutzt oder gar erforderlich sind. Die Nachweise begründen gerade keinen Anspruch auf die Inanspruchnahme nationaler Förderregelungen. Hintergrund der Einführung ist letztlich ausschließlich das Erfordernis einer besseren Stromkennzeichnung und die Vermeidung von Doppelvermarktung im Sinne des § 56 EEG.¹⁸¹ Dadurch wird der Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien, der nicht unmittelbar durch das EEG gefördert wird, verbraucherfreundlicher und transparenter.¹⁸² Für Strom aus erneuerbaren Energien, die nach dem EEG unmittelbar finanziell gefördert werden, dürfen nach § 2 HKNV und §§ 55 Abs. 1 S. 2 EEG sowie § 6 Abs. 1 Nr. 6 HkNDV keine Herkunftsnachweise ausgestellt oder gehandelt werden, vgl. § 2 HKNV und §§ 55 Abs. 1 S. 2 EEG sowie § 6 Abs. 1 Nr. 6 HkNDV.¹⁸³

Herkunftsnachweise führen also nicht zu einem Anspruch auf eine Förderung. Die Frage nach der Vergütung richtet sich ausschließlich nach den Regelungen der §§ 16, 18-33 EEG.

¹⁸⁰ Vgl. zu den hier genannten Fragen auch die Ausführungen von Wieser, ZUR 2011, 240 ff.

¹⁸¹ Vgl. die Zielsetzung in der HKNV gemäß § 64 Abs. 4 und § 63a Abs. 2 Nr. 3 EEG.

¹⁸² Vgl. die Begründung zur HKNV vom 15.10.2012, S. 16.

¹⁸³ Vgl. die Einzelbegründung zu § 2 HKNV vom 15.10.2012, S. 19.

b) Österreich

Wie bereits erörtert, ist gemäß § 5 Abs. 1 Z 23 ÖSG Strom, der als Ergebnis der Speicherung in Speichersystemen gewonnen wird, kein Strom aus erneuerbaren Energieträgern. Eine Vergütung sieht der österreichische Gesetzgeber nur für „Ökostrom“ vor, vgl. §§ 12, 19 ÖSG i.V.m. der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung (ÖSET-VO).

Hiernach wird nur für abgenommene elektrische Energie aus Neuanlagen (§ 5 Abs. 1 Z 20 in Verbindung mit Z 23 ÖSG), denen ein Anerkennungsbescheid gemäß § 7 ÖSG erteilt worden ist und die auf Basis der erneuerbaren Energieträger Wind, Sonne (ausgenommen Photovoltaik mit einer Peak-Leistung von bis zu 5 kW gemäß § 12 Abs. 2 Z 3 ÖSG), fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse, Geothermie oder Kleinwasserkraft (mit einer Engpassleistung von bis zu 2 MW nach Maßgabe des § 14 Abs. 7 ÖSG) betrieben werden, eine Vergütung gezahlt, vgl. § 1 ÖSET-VO. Da jedoch der zwischengespeicherte Strom qua Gesetz kein Strom aus erneuerbaren Energieträgern ist, wird dieser auf Basis der bestehenden gesetzlichen Regelungen nicht vergütet.

Etwas anderes ergibt sich auch nicht aus § 79a Abs. 1 EIWOG. Hiernach sind Lieferanten, die Endverbraucher in Österreich beliefern, verpflichtet, die gesamten an ihre Kunden zum Zwecke des Endverbrauchs gelieferten Strommengen mit Nachweisen zu belegen. § 79a Abs. 2 EIWOG enthält eine Sonderregelung für PSW. Hiernach sind für jene Strommengen, die an PSW geliefert werden, die Nachweise durch den Stromhändler auf den Betreiber von PSW zu übertragen. Dabei sind im Verhältnis zur Herkunft des Stroms 25 % der Nachweise zu löschen. Die PSW haben bei der Erzeugung der elektrischen Energie die abgenommenen Strommengen durch den Stromhändler mit den übertragenen Nachweisen in der Stromkennzeichnung zu belegen. Aus den Nachweise kann jedoch kein Anspruch auf Zahlung einer Vergütung begründen werden; hier gilt entsprechend das zum deutschen Recht Gesagte.

c) Schweiz

Nach Art. 7 Abs. 1 Satz 1 EnG sind Netzbetreiber verpflichtet, in ihrem Netzgebiet erneuerbare Energie, ausgenommen Elektrizität aus Wasserkraftanlagen mit einer Leistung über 10 MW, in einer für das Netz geeigneten Form zu vergüten. Nach Art. 7a Abs. 1 EnG sind Netzbetreiber verpflichtet, in ihrem Netzgebiet die gesamte Elektrizität, die aus Neuanlagen durch die Nutzung von Sonnenenergie, Geothermie, Windenergie, Wasserkraft bis zu 10 MW, sowie Biomasse und Abfällen aus Biomasse gewonnen wird, in einer für das Netz geeigneten Form zu vergüten, sofern diese Neuanlagen sich am betreffenden Standort eignen. Wasserkraftanlagen, also auch PSW, mit einer Leistung von mehr als 10 MW erhalten insofern keine Vergütung i.S.v. Art. 7 Abs. 1 Satz 1 EnG und i.S.v. Art. 7a Abs. 1 EnG für die Erzeugung von Wasserkraft als erneuerbare Energie.

Auch aus der HKNV ergibt sich kein Vergütungsnachweis für die Erzeugung von Strom durch PSW. Zwar muss nach Art. 2 Satz 3 HKNV der Herkunftsnachweis die technischen Daten der Produktionsanlage, insbesondere Art der Anlage, elektrische Leistung und bei Wasserkraftwerken zusätzlich die Angabe, ob es sich um ein Lauf- oder Speicherkraftwerk mit oder ohne Pumpbetrieb handelt, umfassen. Art. 1 Abs. 2 HKNV, der die Verfahren für

Erfassung, Ausstellung, Überwachung der Übertragung und Entwertung des Herkunftsnachweises regelt, begründet aber keinen Vergütungsanspruch.

d) Analyse

Zunächst gilt, dass Herkunftsnachweise – in jedem der drei Länder finden sich explizite gesetzliche Regelungen in Zusammenhang mit PSW – ausschließlich der Stromkennzeichnung dienen und nicht zu einem Anspruch auf eine Förderung nach den nationalen Fördersystemen führen. Dies gilt auch für die Schweiz, da auch sie in Anlehnung an die europäischen Vorgaben eine HKNV erlassen hat. Die Frage der Vergütung des in den PSW produzierten Stroms richtet sich ausschließlich nach den nationalen Fördersystemen.

Während in Österreich und der Schweiz eine Vergütung des in PSW produzierten Stromes ausscheidet, ist nach der deutschen Rechtslage grundsätzlich eine Vergütung möglich, insofern der Pumpvorgang mit Strom aus erneuerbaren Energien erfolgt ist. Hinsichtlich der Höhe der zu bezahlenden Vergütung lässt die auf den ersten Blick klare gesetzliche Regelung im Ergebnis zahlreiche Umsetzungsfragen offen, welche – soweit ersichtlich – bislang auch durch die Rechtsprechung nicht geklärt worden sind.

6. ZWISCHENERGEBNIS UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Der auffälligste Befund an dem Vergleich der Rechtrahmen für PSW in Deutschland, Österreich und der Schweiz ist, dass PSW in Deutschland und Österreich dem Grunde nach zur Zahlung von Netzentgelten verpflichtet sind, in der Schweiz hingegen nicht.

PSW haben in Deutschland – anders als in Österreich – nur für den Entnahmevergang, nicht aber für die Einspeisung Netzentgelte zu entrichten. Nach der gegenwärtigen Rechtslage ist in Deutschland zwischen drei unterschiedlichen Kategorien von PSW zu unterscheiden, nämlich zwischen neu errichteten PSW, modernisierten PSW und Bestandsanlagen. Neu errichtete PSW sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme von den Netzentgelten befreit. Modernisierte PSW sind für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme von den Netzentgelten befreit. Betreiber von PSW-Bestandsanlagen können mit den Netzbetreibern ein individuelles Netzentgelt vereinbaren.

In Österreich ist nach der gegenwärtigen Rechtslage zwischen zwei unterschiedlichen Kategorien von PSW zu unterscheiden, nämlich Bestandsanlagen und neu errichteten PSW. Bestandsanlagen müssen in Österreich sowohl für den Lade- als auch für den Entladevorgang Systemnutzungsentgelte entrichten. Für den bezogenen Pumpstrom sind Netznutzungsentgelte und Netzverluste zu entrichten. Für den eingespeisten Strom sind Netzverluste und Systemdienstleistungsentgelte zu entrichten. Neu errichtete PSW haben keine Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten. Sie haben aber für das Einspeisen von Strom ein Systemdienstleistungsentgelt zu entrichten.

Hinsichtlich der Umlagen zur Förderung Erneuerbarer Energien gilt, dass jedes Land eine Umverteilung der Kosten zur Finanzierbarkeit der festgelegten Einspeisevergütungen vorsieht, welche ebenfalls in allen drei Ländern von den Letztverbrauchern erhoben werden. In der Schweiz müssen PSW diese Umlage jedoch nicht entrichten, weil sie keine Letztver-

braucher sind, Deutschland hat hingegen eine spezifische Ausnahmeregelung für PSW erlassen. Österreichs Rechtslage sieht aktuell keine ausdrückliche Befreiung vor. Allerdings ist der Ökostromförderbeitrag im Verhältnis zu den jeweils zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten zu leisten. Da neu errichtete PSW von den Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten für den Bezug elektrischer Energie bis Ende 2020 befreit sind, ist fraglich, ob PSW zur Zahlung der Umlage verpflichtet bleiben. Bestandsanlagen sind hingegen verpflichtet, einen Ökostromförderbeitrag zu entrichten.

Sowohl Deutschland als auch Österreich nehmen PSW von der Zahlung einer Stromsteuer aus. Die Schweiz erhebt bislang keine zusätzliche - der deutschen Stromsteuer oder der österreichischen Elektrizitätsabgabe vergleichbare - Steuer oder Abgabe.

Die rechtlichen Regelungen über die Verpflichtung zur Entrichtung von Wassernutzungsentgelten bzw. Wasserentnahmeentgelten sind in den drei Ländern äußerst heterogen. Der zentrale Unterschied zwischen Deutschland und der Schweiz einerseits und Österreich andererseits besteht darin, dass der Wasserbezug durch PSW in Österreich nicht entgeltpflichtig ist. Aber auch die Regelungen in Deutschland und der Schweiz über die Verpflichtung zur Entrichtung von Wassernutzungsentgelten bzw. Wasserentnahmeentgelten unterscheiden sich in systematischer Weise, hinsichtlich der Kompetenzen und der Höhe der Wassernutzungsentgelte bzw. Wasserentnahmeentgelte.

Selbst die innerstaatliche Ausgestaltung erfolgt nicht einheitlich. Die Erhebung von Wassernutzungsentgelten bzw. Wasserentnahmeentgelten ist letztendlich kein regulatorisches Steuerungsinstrument für PSW, sondern gründet im Wasser- und Umweltrecht. Sie folgt anderen Gründen als die energiewirtschaftsrechtliche Behandlung von PSW. Eine Harmonisierung erscheint vor dem Hintergrund der äußerst heterogenen Rechtslage nur schwer vorstellbar. Es entzieht sich der rechtlichen Würdigung, welche Auswirkungen die unterschiedlichen Regelungsstrukturen und die unterschiedlichen Höhen der Wassernutzungsentgelte bzw. Wasserentnahmeentgelte auf die grenzüberschreitende Nutzung von PSW haben. In Zukunft könnten zumindest Deutschland und Österreich verpflichtet sein, flächendeckend Wassernutzungsentgelte bzw. Wasserentnahmeentgelte zu erheben. Die jeweilige länderspezifische Ausgestaltung der Wassernutzungs- bzw. Wasserentnahmeentgelte könnte zudem mit den europarechtlichen Vorgaben kollidieren. Die EU-Kommission hat sowohl gegen Deutschland als auch gegen Österreich ein Vertragsverletzungsverfahren wegen Verstoß gegen die RL 2000/60/EG eingeleitet; dies bedürfte einer näheren Untersuchung, die den Rahmen dieser Studie sprengen würde.

III. RECHTLICHE VORGABEN ZUM BEITRAG DER PSW FÜR DIE SYSTEMSICHERHEIT

1. REDISPATCH-MAßNAHMEN IN BEZUG AUF AM MARKT EINGESETZTE PSW

Eingriffe von ÜNB in den Betrieb von PSW, insbesondere sogenannte „Redispatch-Maßnahmen“, können auf die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Anlagen erhebliche Auswirkungen haben. Die betroffenen Anlagenbetreiber erhalten eine Entschädigung. Für den wirtschaftlichen Betrieb von PSW ist es von wesentlicher Bedeutung, dass diese Entschädigung angemessen ist.

Unter Engpassmanagement versteht man die Gesamtheit von Maßnahmen, die einem Netzbetreiber zur Verfügung stehen, um Leitungsüberlastungen durch Netzengpässe in seinem Netz zu vermeiden. Unter Redispatching sind Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Erzeugungsanlagen zu verstehen, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen. Dabei werden, bei Ausgleich der entstehenden Kosten, Erzeuger vor einem Engpass heruntergefahren bzw. die Last erhöht. Hinter einem Netzengpass verhält es sich genau umgekehrt, hier werden Erzeuger angewiesen, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen bzw. zu reduzieren. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt. Die Kosten des Engpassmanagements inklusive der Kosten für Redispatch-Maßnahmen werden über die Netzentgelte auf die Letzt- bzw. Endverbraucher umgelegt.

a) Deutschland

aa) Eingriffsbefugnisse der Netzbetreiber und gesetzliche Pflichten der Betreiber von PSW

Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG sind ÜNB, sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in ihrer Regelzone gefährdet ist, berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung durch netzbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG) und durch marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und Management von Engpässen sowie Mobilisierung zusätzlicher Reserven (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG) zu beseitigen.

Nach § 13 Abs. 3 EnWG liegt eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in einer Regelzone vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe bevorstehen oder die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die ÜNB nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann.

Nach § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG sind – auf Anforderung durch die ÜNB – für die Durchführung von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG sowohl Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie wie auch Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von

elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 MW verpflichtet, gegen angemessene Vergütung die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen.¹⁸⁴

Der Gesetzgeber hat die BNetzA nach § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG ermächtigt, Festlegungen zur Konkretisierung der Adressaten dieser Verpflichtung zu treffen, sowie zu den erforderlichen technischen Anforderungen, die gegenüber den Betreibern betroffener Erzeugungsanlagen aufzustellen sind. Daraufhin hat die Beschlusskammer 6 der BNetzA am 30. Oktober 2012 beschlossen, dass eine Anweisung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie und von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie durch die ÜNB zulässig ist, wenn aufgrund von Netzbelastungsberechnungen oder aufgrund anderer gesicherter Erkenntnisse andernfalls strombedingte Überlastungen von Betriebsmitteln oder Verletzungen betrieblich zulässiger Spannungsbänder zu erwarten sind. Die Verpflichtung, sich der Anpassung der Wirkleistungseinspeisung durch die ÜNB zu unterwerfen, erstreckt sich auf alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer elektrischen Nennwirkleistung größer oder gleich 50 MW. Die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung umfasst die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung bis auf 0 MW als auch die Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung bis zur maximalen, technisch möglichen Einspeisung, auch aus einem Zustand, in dem die Anlage nicht einspeist. Für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie könne die Wirkleistungseinspeisung auch negativ, das heißt ein Wirkleistungsbezug sein.¹⁸⁵ PSW sind als Anlage zur Speicherung elektrischer Energie hiervon erfasst.

Das EnWG gestattet den ÜNB Erzeugungsanlagen zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen heranzuziehen. Hinsichtlich der Pflichten in Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen werden PSW insofern wie Erzeugungsanlagen behandelt, spezifische Regelungen für PSW existieren nicht. PSW sind – auch ohne entsprechende vertragliche Vereinbarungen und gegen den Willen der Betreiber – verpflichtet auf Anforderung durch die ÜNB Redispatch-Maßnahmen durchzuführen.

Die Festlegungen der BNetzA sind zum 17. Dezember 2012 in Kraft getreten. Gegen diese Festlegungen sind Beschwerden vor dem OLG Düsseldorf anhängig, gerichtliche Entscheidungen sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht ergangen.

bb) Vergütung

Da auch Betreiber von PSW zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen verpflichtet sind, spielen die regulatorischen Vorgaben zur Vergütung durch die ÜNB im Falle solcher Eingriffe für die Wirtschaftlichkeit des Betriebes und damit für Investitionsentscheidungen eine wichtige Rolle. Der Gesetzgeber hat die BNetzA nach § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG i.V.m. § 29

¹⁸⁴ Vgl. zur Abgrenzung von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie und von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie den Abschnitt B. I. 3. a) und B. I. 4. a) aa) (3).

¹⁸⁵ Beschluss der Beschlusskammer 6 der BNetzA vom 30.10.2012, BK6-11-098, Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der ÜNB in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen, abrufbar auf www.bnetza.de im Beschluss-Archiv.

Abs. 1 EnWG auch zu Festlegungen bezüglich der Höhe der Vergütung für Redispatch-Maßnahmen ermächtigt.

Die Beschlusskammer 8 der BNetzA hat mit Beschluss vom 30. Oktober 2012 konkretisiert, was unter einer angemessenen Vergütung i.S.v. § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG zu verstehen ist.¹⁸⁶ Grundprinzip ist, dass die ÜNB den Anlagenbetreibern die durch die Redispatch-Maßnahmen zusätzlich entstehenden Aufwendungen zu vergüten haben, und dass die Anlagenbetreiber umgekehrt den ÜNB die durch die Maßnahmen ersparten Aufwendungen zu vergüten haben. Die BNetzA hat explizit festgelegt, dass Marktprämien, Gewinnzuschläge und Opportunitäten nicht zu vergüten sind. Es sollen auf keinen Fall Anreize gesetzt werden, durch gezielten Kraftwerkseinsatz Engpässe zu erzeugen und dadurch zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften.

Die Festlegung enthält keine spezifischen Regelungen zur Festlegung einer angemessenen Vergütung für PSW. Sie bestimmt indes, dass in „begründeten Ausnahmefällen“ – zu denen die BNetzA den Einsatz von PSW zählt – die ÜNB auch innerhalb der sogenannten „Bagatellgrenze“ einen individuellen Aufwendungsersatz vereinbaren können.¹⁸⁷ Kalkulationsmaßstab für die Berechnung der Vergütung sollen die Grundsätze der StromNEV sein. Danach werden Aufwendungen mit den erstattungsfähigen und über Netzentgelte refinanzierbaren Kosten gleichgesetzt. Die BNetzA bestimmt hierzu, dass der Anlagenbetreiber für die Bestimmung der Aufwendungen den Anschaffungswert aus der Finanzbuchhaltung des letzten Quartals zugrunde legen muss.¹⁸⁸

Die Festlegung enthält auch gesonderte Vorgaben zu Speicheranlagen. In diesem Zusammenhang setzt sich die BNetzA mit vier Fallkonstellationen auseinander: der Erhöhung der Einspeiseleistung (Entleerung des Speichers), der Reduzierung der Einspeiseleistung, der Erhöhung der Abnahmelast (Befüllung des Speichers) sowie der Reduzierung der Abnahmelast.¹⁸⁹

Zur Erhöhung der Einspeiseleistung bzw. zur Entleerung des Speichers führt die BNetzA aus, dass bei einer Erhöhung der Einspeiseleistung zusätzlich Aufwendungen berücksichtigt werden können. Dies sind in erster Linie die Aufwendungen, die bei der Befüllung des Speichers angefallen sind. Hierzu können zum Beispiel bei PSW vor allem Aufwendungen für den Energiebezug (Strompreis inklusive der mit der Speicherung verbundenen Energieverluste) und bezahlte Entgelte zählen. Auch weitere nachgewiesene Positionen, bspw. Aufwendungen für Hilfs- und Einsatzstoffe oder Aufwendungen für erhöhten Wartungsaufwand können berücksichtigt werden. „Schattenpreise“ hingegen, also fiktive Preise, die möglicher-

¹⁸⁶ Beschluss der Beschlusskammer 8 der BNetzA vom 30.10.2012, BK8-12-019, Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung, abrufbar auf www.bnetza.de im Beschluss-Archiv.

¹⁸⁷ Vgl. Beschluss der Beschlusskammer 8 der BNetzA vom 30.10.2012, Ziff. 5.8.

¹⁸⁸ Vgl. Beschluss der Beschlusskammer 8 der BNetzA vom 30.10.2012, Ziff. 5.1.2.

¹⁸⁹ Vgl. Beschluss der Beschlusskammer 8 der BNetzA vom 30.10.2012, Ziff. 5.9.

weise zu einem anderen Zeitpunkt hätten erzielt werden können, seien nicht berücksichtigungsfähig. Die Festlegung sieht einen Ersatz der Aufwendungen vor und soll nicht dazu führen, dass mit ausnahmsweise notwendigen Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen Gewinne erzielt werden können.

Zur Reduzierung der Einspeiseleistung stellt die BNetzA fest, dass theoretisch die Möglichkeit bestehe, einen Speicher, der in einer kritischen Netzsituation Energie in das Netz einspeist, anzuweisen, die Einspeisung zu reduzieren. In diesem Fall hätte der Betreiber der Speicheranlage seine ersparten Aufwendungen abzüglich der nachgewiesenen zusätzlichen Aufwendungen an den ÜNB zu zahlen. Als ersparte Aufwendungen sei der Gegenwert der eingesparten gespeicherten Energie anzusehen. Dies seien zum Beispiel bei PSW vor allem die Aufwendungen für den Energiebezug und gezahlte Netzentgelte, die mit der Befüllung des Speichers verbunden waren. Maßstab für die Bewertung sind die Werte historischer Beschaffungsvorgänge (Anschaffungswert aus der Finanzbuchhaltung des letzten Quartals).

Zur Erhöhung der Abnahmelast bzw. zur Befüllung des Speichers führt die BNetzA aus, dass eine Erhöhung der Abnahmelast in seiner Wirkung einer Beziehung der Einspeiseleistung entspreche. In diesem Fall habe der Betreiber einer Speicheranlage seine ersparten Aufwendungen abzüglich der nachgewiesenen zusätzlichen Aufwendungen an den ÜNB zu zahlen. Als ersparte Aufwendung sei der Gegenwert der durch die Erhöhung der Abnahmelast gespeicherten Energie anzusehen. Maßstab für die Bewertung seien die historischen Beschaffungsvorgänge (Anschaffungswerte aus der Finanzbuchhaltung des letzten Quartals). Als zusätzliche Aufwendung sei zum Beispiel bei PSW die bei der Redispatch-Maßnahme anfallende Aufwendung für Energiebezug (Strompreis und gezahlte Netzentgelte) anzusehen. Weitere nachgewiesene Aufwendungen, wie bspw. für Hilfs- und Einsatzstoffe oder für erhöhten Wartungsaufwand, können ebenfalls berücksichtigt werden.

Im Rahmen des Workshops am 14. August 2013 in Berlin haben Marktteilnehmer die Auffassung vorgetragen, dass die Regelungen dieser Festlegung die Besonderheiten des PSW-Betriebs nur unzureichend widerspiegeln würden. Da sich bei PSW ein Eingriff in die Wirkleistungsfahrweise im Rahmen des Redispatching wegen der Planung von Befüllung und Leerung der Becken auch auf zeitlich spätere kosten- und erlöswirksame Vorgänge auswirke, seien hier Sonderregelungen erforderlich.

b) Österreich

aa) Eingriffsbefugnisse der Netzbetreiber und gesetzliche Pflichten der Betreiber von PSW

Nach § 5 Abs. 2 Z 2 EIWOG haben die Ausführungsgesetze den Elektrizitätsunternehmen die Mitwirkung an Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen und an Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit als gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im All-

gemeininteresse aufzuerlegen. Diese Grundsatzbestimmung haben die Ausführungsgesetze nahezu wortgleich ausgeführt.¹⁹⁰

Nach § 40 Abs. 1 Z 11 EIWOG haben die Ausführungsgesetze ÜNB zu verpflichten, Engpässe im Netz zu ermitteln und Maßnahmen zu setzen, um Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen sowie die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Sofern für die Netzengpassbeseitigung oder Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit dennoch Leistungen der Erzeuger (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung sowie Veränderung der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen) erforderlich sind, ist dies vom ÜNB unter Bekanntgabe aller notwendigen Daten unverzüglich dem Regelzonenführer zu melden, der erforderlichenfalls weitere Anordnungen zu treffen hat. Auch diese Verpflichtungen werden in den Ausführungsgesetzen nahezu wortgleich normiert.¹⁹¹ Alleiniger Regelzonenführer ist in Österreich die Austrian Power Grid AG (APG).

Nach § 23 Abs. 2 Z 5 Satz 1 EIWOG haben die Ausführungsgesetze den Regelzonenführer zur Ermittlung von Engpässen in Übertragungsnetzen sowie zur Durchführung von Maßnahmen zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung von Engpässen in Übertragungsnetzen, und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu verpflichten. Nach § 23 Abs. 2 Z 5 Satz 2, 1. HS EIWOG schließen - sofern dies für die Netzengpassbeseitigung erforderlich ist - die Regelzonenführer in Abstimmung mit den betroffenen Betreibern von Verteilernetzen mit den Erzeugern Verträge, wonach diese zu Leistungen (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung, Veränderung der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen) gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die durch diese Leistungen verursacht werden, verpflichtet sind. Entsprechende Regelungen finden sich nahezu wörtlich in den Ausführungsgesetzen.¹⁹²

Nach § 23 Abs. 9 Satz 1 EIWOG haben Erzeuger auf Anordnung des Regelzonenführers, wenn Netzengpässe im Übertragungsnetz der Regelzone auftreten und für deren Beseitigung Leistungen der Erzeuger erforderlich sind und eine vertragliche Vereinbarung gemäß Abs. 2 Z 5 EIWOG nicht vorliegt, in Abstimmung mit den betroffenen Betreibern von Verteilernetzen, Leistungen (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung, Veränderung der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen) zu erbringen. Eine derartige Regelung sehen auch die Ausführungsgesetze vor.¹⁹³

¹⁹⁰ Vgl § 3 Abs. 2 Z 2 Bgld. EIWG, § 4 Abs. 2 lit. b K-EIWOG, § 3 Abs. 2 Z 2 NÖ EIWG, § 5 Abs. 2 Z 2 Oö. EIWOG, § 4 Abs. 1 Z 2 Sbg LEG, § 3 Abs. 2 Z 2 Stmk. EIWOG, § 2 Abs. 2 lit. b TEG, § 3 Abs. 2 lit. b VlbG EIWiG und § 3 Abs. 2 Z 2 WEIWG.

¹⁹¹ Vgl § 35 Abs. 1 Z 13 Bgld. EIWG, § 32 Abs. 1 lit. k und Abs. 2 K-EIWOG, § 41 Abs. 1 Z 13 NÖ EIWG, § 29 Abs. 1 Z 11 Oö. EIWOG, § 7a Abs. 1 Z 11 Sbg LEG, § 32 Abs. 1 Z 11 Stmk. EIWOG, § 40 Abs. 1 lit. k TEG, § 29 Abs. 1 lit. k VlbG EIWiG und § 41 Abs. 1 Z 17 WEIWG.

¹⁹² Vgl § 37 Abs. 2 Z 5 Satz 1 und Satz 2 1. HS Bgld. EIWG, § 28 Abs. 2 lit. e und Abs. 3 Satz 1 K-EIWOG, § 43 Abs. 2 Z 5 Satz 1 und Satz 2 1. HS NÖ EIWG, § 50 Z 5 Satz 1 und Satz 2 1. HS Oö. EIWOG, § 8b Abs. 1 Z 5 Satz 1 und 2 Sbg LEG, § 33 Abs. 3 Z 5 Satz 1 und Satz 2 1. HS Stmk. EIWOG, § 39 Abs. 3 lit. e 1. und 2. HS TEG, § 31 Abs. 1 lit. e und Abs. 2 Satz 1 VlbG EIWiG und § 42 Abs. 2 Z 5 Satz 1 und Satz 2 1. HS WEIWG.

¹⁹³ Vgl § 40 Abs. 3 Z 5 Bgld. EIWG, § 47 Abs. 3 lit. g K-EIWOG, § 46 Abs. 3 Z 5 NÖ EIWG, § 21 Abs. 1 Z 7 Oö. EIWOG, § 30 Abs. 1 Z 7 Sbg LEG, § 37 Abs. 1 Z 7 Stmk. EIWOG, § 59 Abs. 1 lit. g TEG, § 31 Abs. 3 Satz 1 VlbG EIWiG und § 46 Abs. 1 Z 5 WEIWG.

Auf Grundlage von § 22 Abs. 2 Z 5a EIWOG hat die E-Control die Netzungpassentgelt-Verordnung festgelegt. Diese enthält ergänzende Regelungen zu den Pflichten der Erzeuger in Zusammenhang mit der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen. So sind etwa nach § 2 Abs. 2 Netzungpassentgelt-Verordnung Betreiber von Erzeugungsanlagen – zu denen auch PSW gehören – verpflichtet, dem Regelzonenführer Erzeugungsfahrpläne zu übermitteln. Darüber hinaus sind dem Regelzonenführer gemäß § 39 EIWOG zeitgleich Daten über die aktuelle Einspeiseleistung dieser Erzeugungsanlagen in elektronischer Form zu übermitteln. Diese Daten bilden für den Regelzonenführer die Grundlage für die Beurteilung der Verfügbarkeit von Kraftwerken für Leistungserhöhungen oder Leistungseinsenkungen.

§ 2 Abs. 3 und 4 Netzungpassentgelt-Verordnung legen dem Regelzonenführer Pflichten für die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen auf. Hiernach hat der Regelzonenführer den geplanten geänderten Einsatz (Leistungserhöhungen oder Leistungseinsenkungen) unverzüglich beim Betreiber der Erzeugungsanlage als Fahrplan anzufordern. Der Regelzonenführer hat bei der Auswahl von Erzeugungsanlagen zur Anforderung von Leistungserhöhungen/einsenkungen die resultierenden Mehrkosten und die netztechnischen Erfordernisse zu berücksichtigen.

Insofern gewährten auch das EIWOG sowie die ergänzende Netzungpassentgelt-Verordnung den Regelzonenführern – entsprechend den §§ 13 ff. EnWG – gesetzliche Eingriffsbefugnisse zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen gegenüber den Betreibern von Erzeugungsanlagen. Die APG kann von den Betreibern von PSW auch ohne entsprechende vertragliche Vereinbarungen und gegen den Willen der Betreiber verlangen, Redispatch-Maßnahmen durchzuführen. Voraussetzung für diese gesetzlichen Eingriffsbefugnisse ist jedoch, dass die Betreiber der PSW und die APG keine (hinreichenden) vertraglichen Vereinbarungen abgeschlossen haben. Die gesetzlichen Eingriffsbefugnisse der APG sind insofern gesperrt, wenn die Betreiber der PSW mit ihr Verträge über die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen abgeschlossen haben.

Die soeben dargestellten Maßnahmen betreffen ausschließlich PSW, die an die Übertragungsnetze angeschlossen sind, da sich die § 23 Abs. 9 Satz 1 EIWOG und die Netzungpassentgelt-Verordnung ausschließlich auf Übertragungsnetze beziehen. Dies ist bei PSW der Fall.

bb) Vergütung

In der Netzungpassentgelt-Verordnung hat die E-Control auch das Verfahren festgelegt, welches zur Ermittlung des angemessenen Entgelts für die Leistungen nach § 23 Abs. 9 Satz 2 EIWOG zur Beseitigung von Netzungspässen im Übertragungsnetz heranzuziehen ist. Das EIWOG schreibt vor, dass als Basis für die Ermittlung eines angemessenen Entgelts für erbrachte Redispatch-Maßnahmen die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten der Erzeuger, die durch diese Leistungen verursacht werden, heranzuziehen sind. An dieser Stelle sei aber darauf hingewiesen, dass soweit die Betreiber der PSW mit der APG Verträge über die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen abgeschlossen haben, sich die Vergütung für die Redispatch-Maßnahmen ausschließlich nach den abgeschlossenen Verträgen und nicht nach der Netzungpassentgelt-Verordnung richtet.

Die Netzengpassentgelt-Verordnung unterscheidet in § 3 Abs. 1 zwischen dem Turbinenbetrieb und dem Pumpbetrieb bei „Speicherkraftwerken“. So ist gemäß § 3 Abs. 1 Z 2 Netzengpassentgelt-Verordnung bei der Ermittlung des Entgelts bei Speicherkraftwerken im Turbinenbetrieb von folgenden Kostenbestandteilen auszugehen: Bei einem angeordneten Kraftwerkseinsatz errechnen sich die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten durch den Wertverlust des Speichervorrats (Wasserwert) abzüglich der erzielten Erlöse (geeigneter Marktpreis, zum Beispiel Börsenpreis Base, Peak oder Stunden). Bei einer Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes sind von dem Erlösentgang (geeigneter Marktpreis, zum Beispiel Börsenpreis Base, Peak oder Stunden) die resultierenden Einsparungen des Wertverlustes des Speichervorrats (Wasserwert) in Abzug zu bringen. Gemäß § 3 Abs. 1 Z 2 Netzengpassentgelt-Verordnung ist bei der Ermittlung des Entgeltes bei Speicherkraftwerken im Pumpbetrieb von folgenden Kostenbestandteilen auszugehen: Bei einem angeordneten Pumpverbot errechnen sich die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten durch den Erlösentgang (geeigneter Marktpreis, zum Beispiel Börsenpreis Base, Peak oder Stunden) minus dem geplanten Einkauf (geeigneter Marktpreis, zum Beispiel Börsenpreis Base, Peak oder Stunden) unter Berücksichtigung eines Pumpwirkungsgrades von 70 %.

Nach § 23 Abs. 2 Z 5 Satz 3 EIWOG sind bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte den Regelzonenführern die Aufwendungen, die ihnen aus der Erfüllung der vertraglichen Vereinbarungen mit Erzeugern über die Durchführung von Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen entstehen, anzuerkennen. Nach § 23 Abs. 9 Satz 4 i.V.m. Abs. 2 Z 5 Satz 3 EIWOG gilt dies auch für die Aufwendungen, die den Regelzonenführern entstehen, wenn sie Erzeuger außerhalb von vertraglichen Vereinbarungen zur Durchführung von Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen verpflichten. Mit § 23 Abs. 2 Z 5 werden – vergleichbar wie im deutschen Regulierungssystem – die Ausgleichzahlungen, die der ÜNB an Betreiber von PSW leistet, auf die Endkunden gewälzt.

c) Schweiz

Nach Art. 20 Abs. 1 Satz 1 StromVG hat die Swissgrid als nationale Netzgesellschaft für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz zu sorgen. Nach Art. 20 Abs. 2 Bst. c Satz 1 StromVG stellt die Swissgrid die Systemdienstleistungen einschließlich Bereitstellung von Regelenergie sicher. Die zu diesem Zweck benötigten Kraftwerkskapazitäten sind nach Art. 20 Abs. 2 Bst. c Satz 2 StromVG nach transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen.

Nach Art. 4 Abs. 1 Bst. g StromVG sind Systemdienstleistungen die für den sicheren Betrieb der Netze notwendigen Hilfsdienste. Diese umfassen insbesondere Systemkoordination, Bilanzmanagement, Primärregelung, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung (inklusive Anteil Blindenergie), betriebliche Messungen und Ausgleich der Wirkverluste. Konkretisierend zu Art. 20 StromVG legt Art. 5 Abs. 2 Satz 1 StromVV fest, dass die Swissgrid mit den Erzeugern auf einheitliche Weise die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Maßnahmen, insbesondere eine Regelung des automatischen Lastabwurfs sowie der Produktionsanpassung bei Kraftwerken im Fall einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebes vereinbart. Weigert sich ein Erzeuger

eine solche Vereinbarung abzuschließen, so verfügt die ECom den Vertragsabschluss. Spezifische Aussagen zu PSW enthalten die Regelungen nicht.

Insofern werden grundsätzlich die Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit aufgrund vertraglicher Vereinbarungen erbracht. Zwar kann nach Art. 5 Abs. 4 Satz 1 StromVV die Swissgrid von Gesetzes wegen bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs alle Maßnahmen treffen oder anordnen, die für die Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig sind. Spezifische gesetzliche Eingriffsbefugnisse zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen gegenüber den Betreibern von Erzeugungsanlagen bestehen hingegen in der Schweiz nicht.

Die einzelnen Rechte und Pflichten sind in standardisierten Verträgen zwischen der Swissgrid und den Erzeugern, den sogenannten „Betriebsvereinbarungen“ mit Kraftwerksbetreibern für direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Kraftwerke geregelt.¹⁹⁴ Nach Art. 7 der Betriebsvereinbarungen stehen der Swissgrid, wenn der stabile Netzbetrieb gefährdet ist, im Rahmen der ihr zustehenden Aufgaben Weisungsrechte gegenüber dem Kraftwerksbetreiber zu. Der Kraftwerksbetreiber ist verpflichtet, die Anweisungen von Swissgrid zur Erhaltung oder Wiederherstellung des sicheren Netzbetriebes zu befolgen, sofern diese Anweisungen keinen behördlichen Anordnungen widersprechen, keine für den Kraftwerksbetreiber relevanten Sicherheitsvorschriften verletzen und/oder die Sicherheit von Personen und Anlagen nicht gefährden. Der Kraftwerksbetreiber ist verpflichtet, vor der Umsetzung einer Anweisung von Swissgrid auf eine mögliche Gefährdung von Personen oder seiner Anlagen hinzuweisen. Das Auswahlverfahren der Kraftwerke bei einem rationalen Redispatch basiert auf der Sensitivität auf dem Engpass.

Ergänzende Vorgaben enthält der Anhang 5 - Maßnahmen von Swissgrid bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs - zu den Betriebsvereinbarungen.¹⁹⁵ In diesem Anhang findet sich auch eine Vergütungsregelung für die durchgeführten Redispatch-Maßnahmen. Nach 1.5.1 des Anhangs erhalten die von Swissgrid zum Hochfahren angewiesenen Kraftwerke als Vergütung den durchschnittlichen SwissIX-Stundenpreis der teuersten 10 Stunden der aktuellen Woche. Nach 1.5.2 des Anhangs zahlen die von Swissgrid angewiesenen Speicherkraftwerke - wozu auch PSW zählen – im Falle des Rückfahrens 70 % des jeweils aktuell gültigen SwissIX-Stundenpreises an Swissgrid bei positivem SwissIX und erhalten 130 % bei negativem SwissIX.

Wird eine Anordnung der nationalen Netzgesellschaft nicht befolgt, so kann diese nach Art. 5 Abs. 4 Satz 2 StromVV auf Kosten des Adressaten der Anordnung eine Ersatzmaßnahme treffen. Nach 1.2.1 des Anhangs 5 - Maßnahmen von Swissgrid bei Gefährdung des stabilen

¹⁹⁴ Vgl. Betriebsvereinbarung mit KWB für direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Kraftwerke, Version 2.0 vom 20. Juli 2010, abrufbar unter: www.swissgrid.ch.

¹⁹⁵ Vgl. Anhang 5 - Maßnahmen von Swissgrid bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs, Version 2.0 vom 30. März 2011, abrufbar unter: www.swissgrid.ch.

Netzbetriebs - trägt der Kraftwerksbetreiber abweichend von der allgemeinen Haftungsklausel in den Betriebsvereinbarungen auch die Folgeschäden, sofern er die Anweisung von Swissgrid trotz Wiederholung ohne Vorliegen eines Ausnahmegrundes nach Ziff. 6.2 der Vereinbarung nicht befolgt und die Überlastungssituation bestehen bleibt, so dass Swissgrid nach Art. 5 Abs. 4 StromVV eine Ersatzmaßnahme auf Kosten des betroffenen Kraftwerksbetreibers anordnet.

Nach Art. 15 Abs. 2 Bst. a StromVV stellt die Swissgrid den Netzbetreibern und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern entsprechend der bezogenen elektrischen Energie der Endverbraucher die Kosten für die Systemdienstleistungen.

d) Analyse

Im Vergleich zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz zeigt sich, dass im deutschen Recht die gesetzlichen Eingriffsbefugnisse von ÜNB am stärksten ausgestaltet sind. Das EnWG gestattet den ÜNB, PSW – auch ohne entsprechende vertragliche Vereinbarungen und gegen den Willen der Betreiber – zu Redispatch-Maßnahmen heranzuziehen. Hinsichtlich der Pflichten in Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen werden PSW insofern wie Erzeugungsanlagen behandelt, spezifische Regelungen für PSW existieren nicht. Nach der alten Fassung von § 13 EnWG erfolgten Redispatch-Maßnahmen noch auf freiwilliger Basis, indem die ÜNB entsprechende Vereinbarungen mit den Betreibern von Erzeugungsanlagen schlossen, die hinsichtlich der finanziellen Vergütung und in anderen Punkten recht uneinheitlich waren. Nur im äußersten Notfall durften die Netzbetreiber die Kraftwerksbetreiber zur Änderung ihrer Netzeinspeisung zwingen.

Auch das EIWOG sowie die ergänzende Netzengpassentgelt-Verordnung gewährt den Regelzonenführern – entsprechend den §§ 13 ff. EnWG im deutschen Recht – gesetzliche Eingriffsbefugnisse zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen. Die APG kann von den Betreibern von PSW auch ohne entsprechende vertragliche Vereinbarungen und gegen den Willen der Betreiber verlangen, Redispatch-Maßnahmen durchzuführen. Voraussetzung dieser gesetzlichen Eingriffsbefugnisse ist jedoch, dass die Betreiber der PSW und die APG keine (hinreichende) vertraglichen Vereinbarungen abgeschlossen haben. Die gesetzlichen Eingriffsbefugnisse der APG sind insofern gesperrt, wenn die Betreiber der PSW mit ihr Verträge über die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen abgeschlossen haben. Einen solchen Vorbehalt kennt das deutsche Recht nicht.

Das EIWOG schreibt vor, dass als Basis für die Ermittlung eines angemessenen Entgelts für erbrachte Redispatch-Maßnahmen die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten der Erzeuger, die durch diese Leistungen verursacht werden, heranzuziehen sind. Allerdings richtet sich die Vergütung für die Redispatch-Maßnahmen ausschließlich nach den abgeschlossenen Verträgen und nicht nach der Netzengpassentgelt-Verordnung.

In der Schweiz werden hingegen sämtliche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemicherheit ausschließlich aufgrund von vertraglichen Vereinbarungen erbracht. Zwar kann nach Art. 5 Abs. 4 Satz 1 StromVV die Swissgrid von Gesetzes wegen bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs alle Maßnahmen treffen oder anordnen, die für die Gewährleistung

der Netzsicherheit notwendig sind. Spezifische gesetzliche Eingriffsbefugnisse zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen gegenüber den Betreibern von Erzeugungsanlagen bestehen hingegen in der Schweiz nicht.

Deutsche PSW-Betreiber haben auf dem Workshop am 16. August 2013 im BMWi darauf hingewiesen, dass sie durch die Vergütungsregelungen diskriminiert würden. Anders als bei konventionellen Kraftwerken wirke sich ein Eingriff in die Wirkleistungsfahrweise bei Speichern auch auf spätere kosten- und erlöswirksame Vorgänge aus. Die BNetzA habe sich nicht genügend damit auseinandergesetzt, dass PSW in Zyklen arbeiten, bei denen Befüllung und Entleerung planmäßig und mit entsprechendem Kauf und Verkauf von Elektrizität aufeinander erfolgen müsse. Zudem habe die BNetzA nicht berücksichtigt, dass PSW Systemdienstleistungen für ÜNB auf deren Anforderungen erbringen würden. Es wurde zudem bemängelt, dass anstelle auf die einzelnen Redispatch-Maßnahmen bezogener Wiederbeschaffungswerte Werte aus der Finanzbuchhaltung des Vorquartals heranzuziehen seien. Ein solcher Rückgriff auf Zahlen aus dem Vorquartal habe immer mehr oder weniger große Unter- oder Überdeckungen der tatsächlichen Aufwendungen zur Folge.

Wir empfehlen daher, die regulatorischen Vorgaben zur Aufwandsentschädigung von PSW auf Grund von durchgeführten Redispatch-Maßnahmen auf ihre wirtschaftlichen Auswirkungen hin näher zu beleuchten. Hierzu sollte der Dialog zwischen der BNetzA und den Marktakteuren fortgesetzt und vertieft werden. Als Ziel könnte eine Festlegung ergehen, die die Besonderheiten von PSW angemessen abbildet. Dies ist letztendlich keine juristische Fragestellung.

2. REDISPATCH-MAßNAHMEN VON ZUR STILLLEGUNG VORGESEHENEN PSW

Das deutsche Recht enthält seit dem Herbst 2013 besondere, rechtliche Vorgaben zur sogenannten „Netzreserve“. Diese betreffen allgemein Betreiber von Erzeugungsanlagen und Betreiber von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, zu denen PSW zählen.

a) Deutschland

Sind gesicherte Kraftwerkskapazitäten zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen nicht ausreichend vorhanden, so muss der ÜNB bereits stillgelegte Erzeugungsanlagen zum Redispatch für die Sicherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems heranziehen. Um einer Reduzierung von zum netzstabilisierenden Redispatch benötigter Kapazität entgegenzuwirken, hat der Gesetzgeber mit der Einfügung der §§ 13a und 13b EnWG die Möglichkeiten geschaffen, Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, welche die Betreiber stillzulegen beabsichtigen, vorläufig in Betrieb zu halten, wenn dies zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich ist. Die am 27. Juni 2013 in Kraft getretene ResKV konkretisiert die eingefügten §§ 13a und 13b EnWG zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Kraftwerksbereich.

Die ResKV regelt zum einen die Voraussetzungen und das Verfahren der Beschaffung einer Netzreserve aus bestehenden Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems.

tems (§§ 2 bis 9 ResKV) und präzisiert zum anderen die Bestimmungen zum Umgang mit geplanten Stilllegungen von Kraftwerken (§§ 10 bis 12 ResKV). Die ResKV enthält ausschließlich Vorgaben für die zukünftige Beschaffung einer Netzreserve. Bestehende Verträge und Optionen, welche von ÜNB für die Nutzung von Reservekraftwerken für die Winter 2011/2012 und 2012/2013 abgeschlossen wurden, werden nach § 1 Abs. 3 ResKV durch die Vorgaben der Verordnung nicht berührt.

aa) Verfahren bei geplanter Stilllegung eines PSW

(1) Anzeige der Stilllegung

Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 MW sind nach § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG verpflichtet, vorläufige und endgültige Stilllegungen ihrer Anlage dem ÜNB und der BNetzA mindestens zwölf Monate vorher anzuzeigen.

Gemäß § 13a Abs. 1 Satz 3 EnWG sind vorläufige Stilllegungen – mit Ausnahme von Revisionen und technisch bedingten Störungen – Maßnahmen, die bewirken, dass die Anlage nicht mehr anfahrbereit gehalten wird, aber wieder betriebsbereit gemacht werden kann. Vorläufige Stilllegungen bewirken nach § 10 Abs. 2 ResKV, dass die Anlage nicht innerhalb von einer Woche ab Anforderung durch den ÜNB wieder in einen Betriebszustand versetzt werden kann, um Redispatch-Maßnahmen durchzuführen. Endgültige Stilllegungen sind nach § 13a Abs. 1 Satz 4 EnWG Maßnahmen, die den Betrieb der Anlage endgültig ausschließen oder bewirken, dass die Anlage nicht mehr in angemessener Zeit betriebsbereit gemacht werden kann.

Vorläufige und endgültige Stilllegungen sind nach § 13a Abs. 1 Satz 2 EnWG ohne vorherige Anzeige verboten, wenn ein Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich ist. Die Vorgaben gelten auch für PSW.

(2) Verbot vorläufiger Stilllegungen

Der ÜNB prüft gemäß § 11 Abs. 1 Satz 1 ResKV nach Eingang der Anzeige einer vorläufigen Stilllegung unverzüglich, ob die vorläufige Stilllegung der Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Systemsicherheit führt und diese Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann.

Eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems liegt nach § 2 Abs. 2 Satz 1 ResKV vor, wenn die Gefahr örtlicher Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe oder die Gefahr besteht, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die ÜNB nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann.

Der Betreiber eines PSW, das vorläufig stillgelegt werden sollte, kann also in Deutschland vom ÜNB nach § 13 Abs. 1a Satz 1 und 2 EnWG zu einer längeren Bereithaltung und dem Einsatz der Anlage zur Gewährleistung der Systemsicherheit verpflichtet werden.

(3) Verbot endgültiger Stilllegungen

Der ÜNB prüft nach Eingang der Anzeige einer endgültigen Stilllegung gemäß § 13a Abs. 1 Satz 4 EnWG unverzüglich, ob das PSW systemrelevant ist.

Eine Anlage ist nach § 13a Abs. 2 Satz 8 EnWG systemrelevant, wenn ihre dauerhafte Stilllegung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt und diese Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann. Ob eine Anlage systemrelevant ist, soll gemäß § 12 Abs. 1 Satz 1 ResKV vornehmlich den Ergebnissen der jährlichen Systemanalyse des Netzzustandes der ÜNB nach § 3 ResKV entnommen werden.

Endgültige Stilllegungen von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 50 MW sind gemäß § 13a Abs. 2 Satz 1 EnWG verboten, solange und soweit der ÜNB die Anlage als systemrelevant ausweist, die Ausweisung durch die BNetzA genehmigt worden ist und ein Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich ist.

Der Betreiber eines PSW, dessen endgültige Stilllegung verboten ist, muss gemäß § 13a Abs. 3 Satz 1 EnWG dieses zumindest in einem Zustand erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen ermöglicht. Das PSW darf gemäß § 13a Abs. 3 Satz 3 EnWG bis zu ihrer endgültigen Stilllegung ausschließlich nach Maßgabe angeforderter Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben werden. Abweichende Rechte und Pflichten von Anlagen zur Erzeugung und zur Speicherung von elektrischer Energie hat der Gesetzgeber indes nicht festgelegt.

bb) Einsatz stillgelegter PSW auf vertraglicher Grundlage

(1) Ermittlung und Festlegung des Bedarfs an Reservekraftwerken

Zunächst führen ÜNB gemäß § 3 Abs. 2 ResKV die jährliche „Systemanalyse“ durch, was bedeutet, dass von ihnen eine gemeinsame Analyse der verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten, ihrer wahrscheinlichen Entwicklung im Hinblick auf den folgenden Winter sowie die folgenden fünf Jahre und den eventuellen Bedarf einer Netzreserve durchgeführt wird. Maßstab der Systemanalyse der ÜNB ist nach § 3 Abs. 3 Satz 1 ResKV die Vermeidung einer Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten insbesondere als Redispatchpotential.

Die BNetzA prüft bis spätestens 1. Mai eines jeden Jahres die Ergebnisse der von den ÜNB vorgelegten Systemanalyse. Die Feststellung der ÜNB, dass ein Bedarf für Reservekapazitäten besteht, muss nach § 3 Abs. 1 Satz 1 ResKV von der BNetzA bestätigt werden. Hiernach werden die Entscheidung der BNetzA, die Systemanalyse der ÜNB sowie die dieser zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter und Szenarien gemäß § 3 Abs. 1 Satz 3 ResKV veröffentlicht.

(2) Veröffentlichung der Reservekapazitäten, Interessenbekundung

Die benötigten Reservekapazitäten werden von den ÜNB europaweit ausgeschrieben. Dabei handelt es sich nicht um ein klassisches Vergabeverfahren, da aufgrund der Ausnahmeregelung des § 100b Abs. 2 Nr. 3 GWB die Sektorenverordnung unabhängig von der Eigentümerstruktur des ÜNB nicht einschlägig ist.

Die ÜNB veröffentlichen nach § 4 Abs. 1 ResKV zum 1. Mai eines jeden Jahres den von ihnen benötigten Bedarf an Reservekapazitäten, soweit dieser von der BNetzA bestätigt worden ist. In der Veröffentlichung sind die konkreten Anforderungen an die erforderlichen Anlagen einschließlich eventueller Anforderungen an den Standort und die technischen Parameter anzugeben. Anlagenbetreiber können dann bis spätestens zum 15. Mai eines jeden Jahres ihr Interesse am Abschluss eines Vertrags zur Aufnahme ihrer Anlage in die Netzreserve bekunden. Bei gleicher technischer Eignung mehrerer angebotener Anlagen im Hinblick auf die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems berücksichtigt der betroffene ÜNB gemäß § 4 Abs. 2 ResKV das preisgünstigste Angebot. Es besteht allerdings kein Rechtsanspruch auf Abschluss eines Vertrags.

ÜNB und Anlagenbetreiber schließen gemäß § 4 Abs. 3 ResKV nach Möglichkeit bis spätestens zum 15. Juli eines jeden Jahres Verträge über die Nutzung der Anlagen für die Netzreserve ab.

(3) Nutzung von PSW mit Standort in Deutschland für die Netzreserve

Nach § 5 Abs. 2 ResKV darf ein Vertrag mit einem Betreiber einer Anlage, dessen Standort sich innerhalb von Deutschland befindet, nur abgeschlossen werden, wenn

- die Anlage systemrelevant ist,
- der Betreiber sich verpflichtet, die für die Netzreserve genutzte Anlage nach Ablauf des Vertrages bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr am Energiemarkt einzusetzen („no way back“-Regelung),
- die Anzeigefrist nach § 13a Abs. 1 EnWG zum Beginn des geplanten Einsatzes in der Netzreserve verstrichen ist oder die Anlage bereits vorläufig stillgelegt ist und
- alle gesetzlichen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen an den Betrieb der Anlage für die Vertragsdauer erfüllt sind oder sich die Anlage in einem materiell genehmigungsfähigen Zustand befindet.

Die Ausweisung ist gemäß § 13a Abs. 2 Satz 9 EnWG auf den Umfang der Anlage und den Zeitraum zu beschränken, der jeweils erforderlich ist, um die Gefährdung oder Störung abzuwenden; sie kann jeweils höchstens für eine Dauer von 24 Monaten erfolgen.

Diese „no way back“ Regelung bedeutet, dass die Anlagen nach Ablauf des Vertrags bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr am Energiemarkt eingesetzt werden dürfen. Der Energiemarkt in diesem Sinne umfasst neben dem Stromgroßhandel (Energy-Only-Markt mit Spot-

Markt, Intraday-Markt, börslicher wie außerbörslicher Terminmarkt) auch den Markt für Regelenergie mit den Produkten Primärregelenergie, Sekundärregelenergie und Minutenreserve.¹⁹⁶

(4) Nutzung von PSW innerhalb der EU und der Schweiz für die Netzreserve

Die ResKV enthält explizite Regelungen zum internationalen Anwendungsbereich der Regelungen über die Netzreserve und bezieht nicht in Deutschland belegene Kraftwerke ausdrücklich ein.¹⁹⁷ Ein Vertrag mit dem Betreiber einer Anlage im europäischen Energiebinnenmarkt und in der Schweiz darf nach § 5 Abs. 3 ResKV abgeschlossen werden, wenn die Anlage

- geeignet ist, zur Lösung der konkreten Systemsicherheitsprobleme in Deutschland beizutragen,
- die jeweils nach nationalem Recht des betroffenen Staates zuständigen Behörden keine Einwände im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erheben,
- die Bindung für den erforderlichen Zeitraum gesichert und
- bei gleicher technischer Eignung mindestens genauso preisgünstig wie die Nutzung von Erzeugungsanlagen in Deutschland ist.

Diese Neuregelung zeigt deutlich, dass die Fragen der Systemsicherheit bei zunehmendem grenzüberschreitendem Stromhandel sowie den faktischen Auswirkungen der Erneuerbaren-Förderung auf die Netze der Nachbarstaaten nicht mehr durch rein nationale Konzepte gelöst werden können. Problematisch erscheint die Voraussetzung, dass die Nutzung der ausländischen Anlage genauso preisgünstig ist; im Einzelfall sollte die Gewährleistung der Systemsicherheit höher gewichtet werden können als die Preise.

cc) „Vergütung“ der Reservekraftwerke

Die Anlagenbetreiber erhalten für die Vorhaltung der Netzreserve und für die konkrete Einspeisung aufgrund des zwischen ihnen und den ÜNB abgeschlossenen Vertrags eine „Vergütung“. Der Umfang der Kostenerstattung wird gemäß § 6 Abs. 1 Satz 3 ResKV in den jeweiligen Verträgen auf Grundlage der Kostenstruktur der konkreten Anlage nach Abstimmung mit der BNetzA festgelegt. Der Umfang der „Vergütung“ kann – ungeachtet des Abstimmungserfordernisses mit der BNetzA – in ihren wesentlichen Elementen indes nicht zwi-

¹⁹⁶ Vgl. Begründung der Reservekraftwerksverordnung, S. 20, abrufbar unter: www.bmwi.de.

¹⁹⁷ Gem. § 109 Abs. 2 EnWG gilt im deutschen Energiewirtschaftsrecht das Territorialitätsprinzip: Das Gesetz ist anwendbar „auf alle Verhaltensweisen, die sich im Geltungsbereich dieses Gesetzes auswirken, auch wenn sie außerhalb des Geltungsbereichs dieses Gesetzes veranlasst werden“.

schen Anlagenbetreibern und ÜNB ausgehandelt werden, da die Kostenstruktur von § 6 ResKV vorgegeben wird.

Gemäß § 6 Abs. 1 Satz 1 ResKV werden die durch die Nutzung der bestehenden Anlagen für die Netzreserve entstehenden Kosten erstattet. Die Vergütung erfolgt kostenbasiert, d.h. nur die durch den Einsatz der Anlage im Rahmen der Netzreserve zusätzlich verursachten Kosten werden erstattet (Grundsatz der Kostenerstattung). Gemäß § 6 Abs. 1 Satz 1 ResKV sind Kosten, welche auch im Fall einer Stilllegung angefallen wären, nicht erstattungsfähig. Dabei dürfen auch keine Kapitalkosten erstattet werden, da diese – so die Begründung der Verordnung – unabhängig von der Übernahme der Anlage in die Netzreserve entstehen und auch im Falle einer Stilllegung anfallen würden. Opportunitätskosten dürfen ebenfalls nicht erstattet werden, da die Anlage – so die Begründung der Verordnung – vom Betreiber stillgelegt worden wäre, wenn sie nicht in die Netzreserve übernommen würde.

§ 6 Abs. 2 ResKV gibt einen variablen und zwei fixe Vergütungsbestandteile für die Kostenerstattung vor. Die Erzeugungsauslagen sind der variable Vergütungsbestandteil. Für die konkrete Einspeisung wird gemäß § 6 Abs. 2 Nr. 1 ResKV ein Arbeitspreis in Form der notwendigen Auslagen gewährt. Als Leistungspreis für die Bereithaltung der Anlage werden als fixer Vergütungsbestandteil gemäß § 6 Abs. 2 Nr. 3 ResKV die Kosten berücksichtigt, welche dem Betreiber zusätzlich und fortlaufend auf Grund der Vorhaltung der Anlage für die Netzreserve entstehen. Ein weiterer fixer Vergütungsbestandteil sind nach § 6 Abs. 2 Nr. 2 ResKV die einmaligen Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage.

Die Erzeugungsauslagen umfassen insbesondere die Kosten für Brennstoffe sowie sonstige Hilfs- und Betriebsstoffe einschließlich der erforderlichen CO₂-Zertifikate, Betriebsnebenausgaben für gelieferte elektrische Arbeit, die Kosten für das Anfahren der Anlage sowie Kosten für die Nutzung des Stromnetzes. Der Leistungspreis für die fortlaufenden Kosten umfasst bspw. die Kosten für die Betriebsmannschaft.¹⁹⁸ Einmalige Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage sind nach § 6 Abs. 2 Nr. 2 Satz 2 ResKV auch die Kosten erforderlicher immissionsschutzrechtlicher Prüfungen sowie die Kosten der Reparatur außergewöhnlicher Schäden.

dd) Einsatz von Kraftwerken ohne vertragliche Grundlage

(1) Einsatz bei geplanter vorläufiger Stilllegung des Kraftwerks

Der Betreiber einer Anlage, die vorläufig stillgelegt werden sollte, kann gemäß § 13 Abs. 1a Satz 1 und 2 EnWG vom ÜNB zu einer längeren Bereithaltung und dem Einsatz der Anlage zur Gewährleistung der Systemsicherheit verpflichtet werden.¹⁹⁹ Wird der Betreiber einer solchen Anlage in diesem Sinne verpflichtet, darf die Anlage gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1

¹⁹⁸ Vgl. Begründung zur ResKV, S. 19, abrufbar unter: www.bmwi.de.

¹⁹⁹ Vgl. dazu die Ausführungen in Abschnitt B. III. 2. a) aa) (2) Verbot vorläufiger Stilllegungen.

i.V.m. § 7 Abs. 1 ResKV ausschließlich außerhalb des Energiemarkts zur Gewährleistung der Systemsicherheit eingesetzt werden.

(2) Vergütung

Der ÜNB ist berechtigt, den Betreiber einer Anlage, die anderenfalls auf Grund einer vorläufigen Stilllegung im erforderlichen Zeitraum nicht anfahrbereit wäre, aufzufordern, die Betriebsbereitschaft der Anlage für Anpassungen der Einspeisung weiter vorzuhalten oder wiederherzustellen. Der Betreiber kann in diesem Fall die für die Vorhaltung oder die Herstellung der Betriebsbereitschaft notwendigen Auslagen (Betriebsbereitschaftsauslagen) neben den notwendigen Auslagen für konkrete Anpassungen der Einspeisung (Erzeugungsauslagen) als angemessene Vergütung geltend machen. Nimmt der Betreiber der Anlage den ÜNB auf Zahlung der Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch, so darf nach § 13 Abs. 1b EnWG die Anlage für die Dauer von fünf Jahren ausschließlich nach Maßgabe angeforderter Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben werden. Die zu erstattenden Erzeugungsauslagen entsprechen gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 ResKV denjenigen Erzeugungsauslagen, die ein Anlagenbetreiber erhält, wenn er mit einem ÜNB einen Vertrag über die Vorhaltung eines Kraftwerks für die Netzreserve abgeschlossen hat. Im Rahmen der Betriebsbereitschaftsauslagen werden die für die Vorhaltung und gegebenenfalls die Herstellung der Betriebsbereitschaft der betreffenden Anlage notwendigen Kosten erstattet. Es werden ausschließlich die Kosten berücksichtigt, die dem Betreiber zusätzlich auf Grund der Bereitstellung der Anlage für von den ÜNB angeforderte Systemsicherheitsmaßnahmen entstehen. Kosten, welche auch im Fall einer vorläufigen Stilllegung oder im Hinblick auf eine spätere Rückkehr in den Energiemarkt angefallen wären, sowie Opportunitätskosten sind nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 ResKV nicht erstattungsfähig.

Der Gesetzgeber sieht für Anlagen, die vorläufig stillgelegt werden sollten, aber dennoch vom ÜNB zu einer längeren Bereithaltung und dem Einsatz der Anlage zur Gewährleistung der Systemsicherheit verpflichtet werden, eine in Nuancen geringere Vergütung als für vertraglich abgesicherte Reservekraftwerke vor. Da der Betreiber bei einer vorläufigen Stilllegung den Erhalt der Anlage für eine spätere Rückkehr an den Markt gewährleistet, werden im Rahmen der Vergütung der Betriebsbereitschaftsauslagen ausschließlich die darüber hinausgehenden Kosten berücksichtigt.²⁰⁰

Nimmt der Anlagenbetreiber den ÜNB auf Zahlung der Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch, so darf die Anlage nach § 13 Abs. 1b Satz 2 EnWG für die Dauer von fünf Jahren ausschließlich zur Gewährleistung der Systemsicherheit eingesetzt werden. Entfällt innerhalb des Fünf-Jahres-Zeitraums die Systemrelevanz der Anlage, so hat der Anlagenbetreiber bis zum Ablauf der fünf Jahre einen Anspruch auf eine angemessene Vergütung für erforderliche Erhaltungsmaßnahmen. Praktische Erfahrungen mit der Anwendung dieser Bestimmungen bestehen naturgemäß noch nicht.

²⁰⁰ Vgl. Begründung zur ResKV, S. 25, abrufbar unter: www.bmwi.de.

(3) Rückkehr in den Energiemarkt

Keht der Anlagenbetreiber nach Ablauf des Fünf-Jahres-Zeitraum in den Energiemarkt zurück (der Gesetzestext spricht davon, dass die „Anlage wieder eigenständig eingesetzt wird“), so sind gemäß § 13 Abs. 1b Satz 2 EnWG die Betriebsbereitschaftsauslagen zu erstatten. Die Pflicht des Anlagenbetreibers zur Rückerstattung erstreckt sich ausschließlich auf den Restwert „investiver Vorteile“, welche der Betreiber im Rahmen der Betriebsbereitschaftsauslagen erhalten hat. Maßgeblich ist gemäß § 11 Abs. 4 ResKV der Restwert zum Zeitpunkt der Rückkehr in den Energiemarkt. Einzelheiten sind bislang noch nicht geklärt, da dieser Fall unter der Geltung der neuen VO noch nicht aufgetreten ist.

(4) Einsatz bei geplanter endgültiger Stilllegung des Kraftwerks

Ist einem Betreiber die endgültige Stilllegung des PSW verboten, so darf gemäß § 12 Abs. 2 Alt. 1 ResKV die Anlage ausschließlich außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Systemsicherheit eingesetzt werden. Bezüglich der Betriebsbereitschaftsauslagen und der Erzeugungsauslagen gelten nach § 12 Abs. 2 Alt. 2 ResKV die Vorgaben der Reservekraftwerksverordnung für den Einsatz von stillgelegten Kraftwerken aufgrund zwischen ÜNB und Anlagenbetreibern geschlossener Verträge. Insofern ist der Einsatz von PSW ohne vertragliche Grundlage mit den vertraglich abgesicherten Netzreserven gleichgestellt.

b) Österreich und Schweiz

Eine mit der deutschen Kraftwerksreserveverordnung vergleichbare Regelung findet sich in den einschlägigen Gesetzen von Österreich und der Schweiz nicht.

c) Analyse

Praktische Erfahrungen mit den wirtschaftlichen Auswirkungen dieser Regelungen insbesondere für PSW bestehen mit diesen neuen Regelungen noch nicht. Es bleibt abzuwarten, ob mit Blick auf die Rolle von PSW für die Netzreserve hier praktische Anwendungsfälle entstehen.

3. DEMAND-SIDE-MANAGEMENT

Nachfolgend stellen wir kurz die Regelungsansätze des deutschen Rechts zur Demand-Side-Management dar, obwohl sich diese nicht auf PSW beziehen. Gleichwohl handelt es sich um einen innovativen Regulierungsansatz, der weiterentwickelt werden könnte. Wegen ihrer kurzfristigen Steuerbarkeit ist dies mit Blick auf PSW möglicherweise von Interesse.

a) Deutschland

aa) Abschaltbare Lasten

Gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG sind die ÜNB berechtigt und verpflichtet, sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet oder gestört ist, die Gefährdung oder Störung durch marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere vertraglich

vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten zu beseitigen. Gemäß § 13 Abs. 4a Satz 1 EnWG erfolgt die Beschaffung von Ab- und Zuschaltleistung durch die ÜNB über vertraglich vereinbarte ab- und zuschaltbare Lasten, soweit dies wirtschaftlich und technisch vertretbar ist, in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren, bei dem die Anforderungen, die die Anbieter von Ab- oder Zuschaltleistung für die Teilnahme erfüllen müssen, soweit dies technisch möglich ist, zu vereinheitlichen sind. ÜNB haben gemäß § 13 Abs. 4a Satz 2 EnWG für die Ausschreibung von Ab- oder Zuschaltleistung aus ab- oder zuschaltbaren Lasten eine gemeinsame Internetplattform einzurichten.²⁰¹

Die Beschlusskammer 8 der BNetzA hat in dem Zusammenhang mit der Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung erklärt, dass auf eine Reduzierung der Abnahmelast von PSW der Beschluss über die angemessene Vergütung von Redispatchmaßnahmen nicht anwendbar sei, da die Vergütung von abschaltbaren Lasten und die Vergütung von Redispatchmaßnahmen voneinander abzugrenzen seien.²⁰²

§ 13 Abs. 4a Satz 5 f. EnWG enthält eine Ermächtigung der Bundesregierung zum Erlass einer konkretisierenden Rechtsverordnung. Der Gesetzgeber hat mit dem Erlass der Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 die Möglichkeit zu einer breiteren Nutzung von abschaltbaren Lasten geschaffen.²⁰³ Gemäß § 2 der Verordnung gelten als abschaltbare Lasten eine oder mehrere Anlagen zum Verbrauch elektrischer Energie (Verbrauchseinrichtungen), wobei nach § 2 Nr. 1 der Verordnung die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung oder aus einem geschlossenen Verteilernetz mit einer Spannung von mindestens 110 Kilovolt erfolgt und nach § 2 Nr. 2 der Verordnung an der Verbrauchseinrichtung die Verbrauchsleistung auf Anforderung der ÜNB zuverlässig um eine bestimmte Leistung reduziert werden kann (Abschaltleistung). Gemäß § 3 der Verordnung müssen die abschaltbaren Lasten technisch und wirtschaftlich sinnvoll sein. Die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit knüpft an die Einhaltung der Vorschriften zur Vergütung aus § 4 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten an.

Gemäß § 9 der Verordnung müssen die Anbieter zur Erbringung von Abschaltleistung und zur Teilnahme an Ausschreibungen mit ihren abschaltbaren Lasten präqualifiziert sein und zwischen dem Anbieter und dem ÜNB, in dessen Regelzone sich die abschaltbare Last befindet ein Rahmenvertrag über die Vorhaltung und Erbringung von Abschaltleistung abgeschlossen sein. Anbieter können nur dann ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen, wenn sie die technischen Anforderungen nach den §§ 5 ff. erfüllen. Gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 1 der

²⁰¹ Vgl. dazu die Ausführungen zu abschaltbare Lasten auf der Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen ÜNB unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungAbLa>.

²⁰² Beschluss der Beschlusskammer 8 der BNetzA vom 30.10.2012, BK8-12-019, Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung, abrufbar auf www.bnetza.de im Beschluss-Archiv.

²⁰³ Vgl. Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten) vom 28.12.2012 (BGBl. I S. 2998).

Verordnung muss die insgesamt angebotene Abschaltleistung nachweisbar mindestens 50 MW betragen. Nach § 5 Abs. 1 Nr. 3 der Verordnung muss der Abruf der Abschaltleistung zudem nachweisbar für die Dauer von mindestens jeweils 15 Minuten zu einem beliebigen Zeitpunkt mehrmals am Tag in beliebigen Abständen bis zur Dauer von einer Stunde pro Tag mindestens viermal die Woche oder mindestens vier Stunden am Stück zu einem beliebigen Zeitpunkt einmal alle sieben Tage, wobei zwischen den Abschaltungen mindestens 48 Stunden liegen müssen, oder mindestens acht Stunden am Stück zu einem beliebigen Zeitpunkt einmal alle 14 Tage, wobei zwischen den Abschaltungen mindestens sieben Tage liegen müssen, erfolgen. Darüber hinaus muss die Abschaltleistung gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 5 der Verordnung in allen Monaten des Jahres bis auf maximal vier Tage pro Monat zur Verfügung stehen.

Gemäß Nr. 5 der Verordnung erfolgt durch die ÜNB monatlich eine Ausschreibung von jeweils 1.500 MW sofort abschaltbarer Lasten (SOL) und schnell abschaltbarer Lasten (SNL) über die gemeinsame Ausschreibungsplattform der ÜNB.

Zwar sind PSW **Anlagen zum Verbrauch elektrischer Energie** (Verbrauchseinrichtungen) i.S.v. § 2 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten. Die Verordnung enthält auch keine ausdrücklichen Regelungen, wonach bestimmte Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie nicht als Energieanlage an den Ausschreibungen zu abschaltbaren Lasten teilnehmen dürfen. Allerdings erfüllen PSW nicht die technischen Anforderungen an abschaltbare Lasten der Verordnung. Zumindest dürfte die Abschaltleistung eines PSW nicht gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 5 der Verordnung in allen Monaten des Jahres bis auf maximal vier Tage pro Monat zur Verfügung stehen. Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten ist insofern erkennbar nicht auf PSW, sondern auf die **Nutzung von stromintensiven Prozessen in der Industrie** für die Systemstabilität ausgerichtet. Die Verordnung ist an **große industrielle Verbrauchseinheiten** adressiert, die mit großer Leistung nahezu rund um die Uhr Strom abnehmen und aufgrund der Besonderheiten ihres Produktionsprozesses kurzfristig auf Abruf für eine bestimmte Zeit ihre Verbrauchsleistung reduzieren können.²⁰⁴

bb) Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen

Gemäß § 14a EnWG haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen Letztverbrauchern im Bereich der **Niederspannung**, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird. Nach einem ursprünglichen Gesetzesentwurf – der sich letzten Endes jedoch nicht durchsetzen konnte – sollte in § 14a EnWG festgeschrieben werden, dass als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung auch Einrichtungen für die Speicherung von elektrischer Energie gelten.²⁰⁵

²⁰⁴ Vgl. BT-Drs. 17/11671, S. 1.

²⁰⁵ Vgl. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP, BT-Drs. 17/6072, S. 23.

Mit § 14a EnWG in der gegenwärtigen Fassung sollen erste Voraussetzungen für eine sogenannte intelligente Netzsteuerung im Bereich der Verteilernetze geschaffen werden. Die Vorschrift steht in Zusammenhang mit den Neuerungen im Bereich der §§ 21b ff. EnWG über intelligente Messsysteme und im Zusammenhang mit § 40 Abs. 5 EnWG über Stromlieferungen mit Anreizen zur Steuerung des Energieverbrauchs.²⁰⁶

PSW sind keine unterbrechbare Ortseinrichtung i.S.v. § 14a EnWG, da sie nicht im Bereich der Niederspannung an die jeweiligen Elektrizitätsnetze angeschlossen sind. Unabhängig davon bestehen mit § 118 Abs. 6 EnWG sowie § 19 Abs. 2 StromNEV jeweils Sonderregelungen, die die Anrechnung von reduzierten Netzentgelten nach § 14a EnWG für PSW versperren würden.

b) Österreich und Schweiz

Die einschlägigen energiewirtschaftlichen Gesetze und Verordnungen von Österreich und der Schweiz enthalten keine § 13 Abs. 4a Satz 1 EnWG i.V.m. der Verordnung zu abschaltbaren Lasten oder § 14a EnWG entsprechenden Regelungen und insofern auch keine Regelungen zum Demand-Side-Management, die PSW betreffen.²⁰⁷

c) Analyse

Die momentan ausschließlich in Deutschland bestehenden Ansätze zum Demand-Side-Management für große Verbrauchseinheiten könnten in Bezug auf PSW weiterentwickelt werden. Das Demand-Side-Management hat zum Ziel, eine stärkere Steuerung der Lastnachfrage zu erreichen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass ein Einbezug von PSW in Regelungen wie etwa § 13 Abs. 4a Satz 1 EnWG i.V.m. der Verordnung zu abschaltbaren Lasten oder über eine dem § 14a EnWG entsprechende Regelung letztendlich dazu führen würde, dass der marktwirtschaftliche Einsatz von PSW in Frage gestellt würde. Es gehört zu den Charakteristika von PSW und entspricht ihrem Geschäftsmodell, dass sie nicht kontinuierlich, sondern antizyklisch Strom verbrauchen. Anders als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen i.S.v. § 14a EnWG und abschaltbare Lasten i.S.d. Abschaltverordnung reagieren PSW **eigenständig und aktiv auf Stromschwankungen** und werden nicht wie die vorgenannten Anlagenkategorien passiv von den Netzbetreibern gesteuert. Ob und in welchem Umfang PSW stärker durch die ÜNB gesteuert werden sollten, bedürfte einer politischen Entscheidung, die im Rahmen dieses Rechtsgutachtens nicht beantwortet werden kann. Die Teilnehmer des Workshops haben sich jedenfalls klar dahin gehend angesprochen, dass sich PSW eigenständig am Markt bewähren sollten.

²⁰⁶ Vgl. BR-Drs. 343/11, S. 185.

²⁰⁷ Vgl. zu abschaltbaren Lasten aber die technischen Ausführungen im Distribution Code Schweiz, S. 27 sowie die technischen Ausführungen in den Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), Teil B: Technische Regeln für Netze mit Nennspannung ≥ 110 kV, S. 24, wonach der Netzbetreiber Maßnahmen ergreifen kann, um einer unzulässig sinkenden oder steigenden Spannung entgegenwirken zu können und hierzu auch das Abschalten oder Zuschalten von entsprechend vertraglich vereinbarten Lasten (z. B. des Pumpbetriebes von Pumpspeicherkraftwerken) gehört.

IV. VERANTWORTUNG FÜR DEN SPEICHERBETRIEB

PSW müssen nach den gegenwärtigen **entflechtungsrechtlichen Vorgaben** entweder dem Netz oder dem Erzeugungsbereich zugeordnet werden. Nach ganz allgemeiner Einschätzung der Marktakteure zählen PSW zum Erzeugungsbereich. Die Verantwortung für den Betrieb dieser Anlagen und für die Einhaltung der rechtlichen Vorgaben hat daher der Anlagenbetreiber selbst.

Das auf dem Unionsrecht beruhende Entflechtungsrecht²⁰⁸ verbietet grundsätzlich den Betrieb eines PSW durch einen Übertragungsnetzbetreiber. Etwas anders könnte möglicherweise nur gelten, wenn ein PSW gänzlich vom Markt genommen würde und ausschließlich Systemdienstleistungen anbieten würde. Aber auch der Regelenergiemarkt ist ein nach wettbewerblichen Grundsätzen organisierter Erzeugungsmarkt. Selbst wenn ein ÜNB seinen „eigenen“ Erzeuger von Systemdienstleistungen im Verhältnis von externen Anbietern von Systemdienstleistungen nicht bevorzugen würde, d.h. der Betrieb eines PSW so organisiert, dass dieses seine Regelenergie im Ausschreibungsverfahren anbieten würde, wäre unserer Einschätzung nach die entflechtungsrechtliche Zulässigkeit fraglich.

²⁰⁸ Siehe nur Art. 9 der Binnenmarktrichtlinie Strom, „Entflechtung der Übertragungsnetze und der Übertragungsnetzbetreiber“.

C. VORGABEN ZUR GRENZÜBERSCHREITENDEN VERMARKTUNG VON PSW-STROM

In diesem zweiten Teil der Studie analysieren wir den Rechtsrahmen für die grenzüberschreitende Vermarktung von in PSW erzeugtem Strom zwischen den Ländern Deutschland, Österreich und der Schweiz. Dabei gehen wir auftragsgemäß davon aus, dass Betreiber von PSW die „normalen“ Vermarktungswege auf dem Strommarkt nutzen und bei der Vermarktung ihrer Produkte im Wettbewerb zu anderen Stromerzeugern stehen. Ziel dieser Untersuchung ist es, mögliche rechtliche Hemmnisse bei der grenzüberschreitenden Vermarktung von PSW-Strom herauszuarbeiten und Handlungsempfehlungen dahin gehend zu skizzieren, wie der vorhandene Rechtsrahmen weiterentwickelt werden könnte, um den grenzüberschreitenden Einsatz von PSW in der DACH-Region anzureizen.

I. EINLEITUNG

1. GANG DER DARSTELLUNG UND PRÜFUNGSMAßSTAB

Die Wirtschaftsminister von Deutschland, Österreich und der Schweiz betonen in ihrer Erklärung „zu gemeinsamen Initiativen für den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken“ vom April/Mai 2012,²⁰⁹ dass die Potenziale für PSW weiter erschlossen werden sollen, und zwar nicht nur jeweils in den „DACH-Ländern“, sondern insbesondere mit Blick auf die **grenzüberschreitende Nutzung** von PSW. Denn im Rahmen des Umbaus des Energiesektors hin zu einer zunehmend auf Erneuerbaren Energien beruhenden Stromerzeugung tragen Speicherkapazitäten in besonderem Maße dazu bei, die zur Kompensation der dargebotsabhängigen und damit volatilen Stromproduktion nötige Flexibilität bereit zu stellen. Vor diesem Hintergrund soll die grenzüberschreitende Nutzung von PSW den weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien unterstützen und gleichzeitig zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch aus internationaler Perspektive beitragen, insbesondere durch die (auch grenzüberschreitende) Bereitstellung von Netz- und Systemdienstleistungen.

Da der in PSW erzeugte Strom grenzüberschreitend entweder auf dem **Großhandelsmarkt** vermarktet werden kann, oder auf den Märkten für **Systemdienstleistungen**, insbesondere am Markt für Sekundärregelenergie, stellen wir zunächst die beiden grundsätzlichen Vermarktungswege - den „freien“ Großhandelsmarkt und den „regulierten“ Systemdienstleistungsmarkt einander gegenüber.

Bei der dann folgenden rechtlichen Analyse konzentrieren wir uns auf diejenige Produkte, die die Teilnehmer des Workshops am 16.8.2013 im BMWi als besonders relevant für PSW bezeichnet hatten. Dies waren zum einen die Vermarktung von Strom auf dem grenzüberschreitenden Kurzfristmarkt - dem Intraday-Markt - (siehe nachfolgend III. 2. sowie zum an-

²⁰⁹ Trilaterale Vereinbarung Siehe hierzu die Pressemitteilung des BMWi vom 2.5.2012: „Deutschland, Österreich und Schweiz starten Initiative zum Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken“, www.bmwi.de/DE/pressemitteilungen,did=487352.html?view=renderPrint.

deren die Teilnahme von PSW am Regelenenergiemarkt insbesondere mit dem Produkt „Sekundärregelenergie“ (nachfolgend IV. 2.). Darüber hinaus ist die Netzseite zu betrachten, d.h. die Vorgaben zur Nutzung von Grenzkuppelstellen (II.). All dies untersuchen wir mit dem Ziel, ob diese Regelungen die grenzüberschreitende Vermarktung von PSW-Strom zulassen, ob sie diesbezüglich Handelshemmnisse enthalten und wie diese durch ein Änderung des Rechtsrahmens beseitigt oder zumindest abgemildert werden können.

Da es keine besonderen rechtlichen Vorgaben für die Vermarktung von Strom aus PSW gibt, und erst recht nicht für die grenzüberschreitende Vermarktung solcher Produkte, sind die allgemeinen rechtlichen Rahmenbedingungen für den Stromhandel zwischen den DACH-Ländern zu betrachten. Mögliche Einschränkungen des grenzüberschreitenden Handels können sich daher nur aus den allgemeinen Regelungen des Stromhandels und des Regelenenergiemarkts ergeben, sowie aus den Regelungen über den Zugang zur grenzüberschreitenden Netznutzung, insbesondere zur Vergabe von Grenzkuppelkapazitäten.

Prüfungsmaßstab für solche grenzüberschreitenden Transaktionen ist grundsätzlich das Unionsrecht, ergänzt durch internationale Verträge. Denn auf dem Gebiet der grenzüberschreitenden Kooperation von ÜNB bestehen zwischen den Marktakteuren vertragliche Vereinbarungen, bei denen es sich um zwei- oder mehrseitige Verträge handeln kann. Darüber hinaus sind die Verfahrensregelungen der ÜNB zu betrachten, die diese im Rahmen des Europäischen Verbands der Netzbetreiber ENTSO-E erarbeitet haben. Nationale rechtliche Vorgaben für die grenzüberschreitende Stromvermarktung betrachten wir nur insoweit, als sie sich, wie beispielsweise eine Schweizer Norm mit außenwirtschaftsrechtlichem Charakter, auf die grenzüberschreitende Vermarktung beziehen. Diese Regelung untersuchen wir daraufhin, ob sie mit international- bzw. unionsrechtlichen Vorgaben vereinbar ist.

2. GELTUNG UNIONSRECHTLICHER VORGABEN IN DER SCHWEIZ

Diese Studie steht nach den Vorgaben des BMWi unter der Prämisse, dass die Strommärkte der EU und der Schweiz ab 2014 gekoppelt sein werden. Dies betrifft allerdings nur die faktische Seite, nämlich die Verknüpfung der beiden Märkte durch eine einheitliche Preiszone, und nicht auch gleichzeitig die „rechtliche Kopplung“ der Systeme. Wir können daher in der nachfolgenden Darstellung nicht unterstellen, dass die unionsrechtlichen Regelungen auf der Grundlage eines noch abzuschließenden **Energieabkommens** zwischen der EU und der Schweiz entsprechend auch im Verhältnis zur Schweiz gelten werden.²¹⁰ Über ein solches Energieabkommen verhandelt die Schweiz seit 2007 mit der EU. Die Verhandlungen über eine solches „sektorielles Abkommen“ wurden damals auf Wunsch der EU aufgenommen, um auf den Blackout vom September 2003 in Italien zu reagieren. Ursprüngliche Ziele der Verhandlungen waren die Regelung des Netzzugangs für den grenzüberschreitenden

²¹⁰ Am 3.12.2013 hat der Schweizer Bundesrat seine Ziele für das Jahr 2014 präsentiert (www.news.admin.ch) und festgestellt: „Ein Strom- bzw. Energieabkommen mit der EU soll die vollwertige Eingliederung der Schweiz in den europäischen Strombinnenmarkt bezwecken, was für die Stromversorgungssicherheit der Schweiz und für die Schweizer Stromwirtschaft von zentralem Interesse ist.“

Stromtausch sowie die Harmonisierung der Sicherheitsstandards für die Übertragungsnetze. Im Herbst 2010 erweiterte dann der Bundesrat das Schweizer Verhandlungsmandat, um die jüngsten Rechtsentwicklungen in der EU, insbesondere des dritten Energiebinnenmarktpakets zu berücksichtigen.

Nach den Zielvorstellungen der EU soll dieses Energieabkommen spätestens bis zum Ende des Jahres 2014 zustande kommen. Das Ergebnis der bilateralen Verhandlungen mit der EU ist derzeit noch offen. Nach Aussagen des EU-Energiekommissars Oettinger sei eine Einigung „schwierig, aber machbar“. Beide Seiten seien sich dabei „der symbolischen und politischen Bedeutung des Jahres 2014 bewusst“. Es wird weiter berichtet, dass die wichtigsten Hindernisse weniger technische Aspekte betreffen, zu denen eine Einigung bereits in Reichweite zu sein scheint, sondern eher institutionelle Fragen. Hierbei gehe es um „die Umsetzung, die praktische Anwendung und die Überwachung rechtlicher Bestimmungen“.²¹¹ Am 10. Februar 2014 gab die EU-Kommission jedoch bekannt, dass sie infolge der Volksabstimmung zur „Masseneinwanderung“ in der Schweiz am 9. Februar 2014 die Folgen dieser Initiative für die Gesamtbeziehungen zwischen der Union und der Schweiz analysieren werde, da das Ergebnis der Volksabstimmung Auswirkungen auf das Prinzip des freien Personenverkehrs zwischen der Europäischen Union und der Schweiz habe. Die Kommission benannte an dieser Stelle insbesondere das Abkommen bezüglich der Teilnahme der Schweiz am europäischen Binnenmarkt für Elektrizität.²¹²

Sollte eine Einigung über das Energieabkommen nicht gelingen, so würde die Schweiz aus EU-Sicht als Drittstaat ohne Recht auf Marktzugang behandelt werden. Schweizer Marktakteure hätten dann keinen Rechtsanspruch auf die Teilnahme an den Märkten der EU-Nachbarländer mehr, und das gegenwärtige System der Berechnung von Transitentgelten für die Nutzung des Schweizer Höchstspannungsnetzes müsste neu vereinbart werden. Dies könnte nach Einschätzung der ECom zu erheblich niedrigeren Netzentgelten für den Stromtransit führen.²¹³

In einem solchen Fall hätte die Schweiz die Möglichkeit der freiwilligen Übernahme von Unionsrecht über den Weg des sogenannten „autonomen Nachvollzugs“ durch nationale Schweizer Gesetzgebungsakte.²¹⁴

Ein solches Energieabkommen würde jedenfalls die Rahmenbedingungen für die grenzüberschreitende Vermarktung von PSW-Strom zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern Deutschland und Österreich vereinheitlichen und nach Auffassung der EU-Kommission in

²¹¹ Antwort des EU-Energiekommissars Oettinger vom 20.6.2013 auf eine parlamentarische Anfrage aus dem Europäischen Parlament vom 17.5.2013, abrufbar unter <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=WQ&reference=E-2013-005550&language=DE>.

²¹² Pressemitteilung der EU-Kommission vom 10.2.2014, abrufbar unter <http://ec.europa.eu/cgi-bin/etal.pl>

²¹³ **NACHWEIS**

²¹⁴ Hierzu nur Herdegen, Europarecht, 15. Aufl. 2013, § 4, Rz. 17 mit weiteren Nachweisen.

dieser Region - gerade auch wegen des grenzüberschreitenden Einsatzes von in den Alpenländern belegenen PSW - zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen.²¹⁵

3. ÜBERBLICK: FREIE UND REGULIERTE VERMARKTUNGSWEGE FÜR PSW-STROM

PSW sollen sich grundsätzlich über die Märkte finanzieren.²¹⁶ Dabei ist die Vermarktung von Energie am **Großhandelsmarkt** von der Vermarktung am **Systemdienstleistungsmarkt** zu unterscheiden: Der Großhandelsmarkt - der Kauf- und Verkauf von Elektrizität über Strombörsen oder zwischen Marktakteuren unmittelbar – ist liberalisiert, und die Handelsgeschäfte sind grundsätzlich unreguliert. Spezielle energieregulierungsrechtliche Vorgaben gibt es nur für die Abwicklung von Handelstransaktionen, nämlich zur Netznutzung und insbesondere zum Bilanzkreismanagement (deutsche Terminologie) bzw. zum Bilanzgruppenmanagement (österreichische/Schweizer Terminologie). Dies umfasst auch Regelungen zur Berechnung der Kosten für Ausgleichsenergie, die aufgrund von Abweichungen in Bilanzkreisen/Bilanzgruppen von den verantwortlichen Händlern oder Erzeugern zu zahlen sind. All diese Regelungen gelten grundsätzlich für alle Marktteilnehmer und nicht speziell für PSW-Betreiber. Gleiches gilt für die allgemeinen Regelungen des Kartellrechts und des Börsen- und Finanzaufsichtsrechts, soweit sie - wie etwa die Regelungen der REMIT²¹⁷ - auf den Großhandelsmarkt für Energie für einen transparenten und diskriminierungsfreien Wettbewerb sorgen.

Hingegen unterliegt der **Systemdienstleistungsmarkt** strengen regulierungsrechtlichen Vorgaben. Dieser Markt umfasst die **Regelenergiemärkte** mit den Teilmärkten der Primärregelleistung, der Sekundärregelleistung und der Tertiärregelleistung (Minutenreserve) und wird durch die Übertragungsnetzbetreiber organisiert. Daneben umfasst der Systemdienstleistungsmarkt auch weitere Produkte, die von PSW-Betreibern angeboten werden können. Hierzu zählen etwa die Blindleistungskompensation und die Vermarktung der Schwarzstartfähigkeit. Da diese Produkte im Verhältnis zum Regelenergiemarkt und hier insbesondere zum Markt für Sekundärregelleistung für PSW-Betreiber eine eher geringere wirtschaftliche Rolle spielen dürften und auch nicht in vergleichbarem Umfang regulatorischen Vorgaben unterliegen, wird der allgemeine Rechtsrahmen für die Vermarktung dieser weiteren Systemdienstleistungen in dieser Studie nicht weiter vertieft.

²¹⁵ Nach der Pressemitteilung „Energieabkommen: „Win-win-Situation für die Schweiz und die EU“, www.finanznachrichten.de wird EU-Energiekommissar Oettinger wie folgt zitiert: „Zudem verlange der Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie nach mehr volatil verfügbarem Strom aus erneuerbaren Energien. Das setzt mehr Speicherpotenziale voraus, etwa Pumpspeicherwerke in den Alpenländern Schweiz und Österreich.“

²¹⁶ Auf ausdrücklichen Wunsch der Auftraggeberin lassen wir in dieser Studie unberücksichtigt, dass sich PSW (auch) über sogenannte „Kapazitätsmärkte“ finanzieren könnten. Hierbei handelt es sich um Modelle, in denen Erzeuger und Speicherebetreiber für die Bereitstellung von Leistung eine regulierte Vergütung erhalten können. Nachfolgend gehen wir auf solche Modelle nicht näher ein und stellen insbesondere keine Vermarktungswege dar, über die für in PSW erzeugten Strom regulierte Erlöse erwirtschaftet werden könnten.

²¹⁷ Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency; "REMIT") , zur Bekämpfung von Insiderhandel und Marktmanipulation am Energiegroßhandelsmarkt, in Kraft seit dem 28. Dezember 2011.

Zum Regelenergiemarkt haben die nationalen Regulierungsbehörden²¹⁸ und mittlerweile auch die EU-Kommission in Zusammenarbeit mit der EU-Energieregulierungsbehörde ACER und ENTSO-E²¹⁹ detaillierte Regelungen darüber aufgestellt, auf welche Weise Regelenergieprodukte vermarktet werden müssen. Nach den regulatorischen Vorgaben beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber Regelenergieprodukte auf der Basis transparenter und diskriminierungsfreier Auktionsverfahren, wobei der Preis nach der sogenannten „Merit-Order“ bestimmt wird. Dabei handelt es sich um die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken, die sich nach dem Preis für die niedrigsten Grenzkosten bestimmt (siehe beispielsweise im deutschen Recht § 7 StromNZV zur Erbringung von Regelenergie „auf Grundlage der Angebotskurven beginnend mit dem jeweils günstigsten Angebot“). Den hierfür entstehenden Aufwand legen die ÜNB - soweit dieser von den Regulierungsbehörden als im energieregulierungsrechtlichen Sinne effizient angesehen wird - über die Netzentgelte auf die Endkunden um.²²⁰

Die nachstehende Übersicht fasst die wesentlichen regulatorischen Unterschiede zwischen den Vermarktungswegen Großhandel und Systemdienstleistungsmarkt zusammen:

	Großhandelsmarkt	Systemdienstleistungsmarkt
Marktplatz	<ul style="list-style-type: none"> - Energiebörsen (EEX, AXAA, etc.) - „Over the Counter“ (OTC) 	<ul style="list-style-type: none"> - Internetbasierte Auktion - Verträge über Lieferung von SDL
Vertragspartner	<ul style="list-style-type: none"> - Lieferanten, Händler, Broker (in- und ausländische) 	<ul style="list-style-type: none"> - Übertragungsnetzbetreiber (in der eigenen Regelzone)
Gegenstand der Regulierung	<ul style="list-style-type: none"> - Transparenz Großhandel - Marktmissbrauch 	<ul style="list-style-type: none"> - Diskriminierungsfreiheit des Ausschreibungsverfahrens -> <u>auch grenzüberschreitend</u> - Kooperationspflicht der ÜNB -> <u>auch grenzüberschreitend</u>
Rechtsrahmen national	<ul style="list-style-type: none"> - Börsenaufsichtsrecht - Finanzmarktrecht - Kartellrecht 	<ul style="list-style-type: none"> - Energieregulierungsrecht <ul style="list-style-type: none"> - EnWG, StromNZV - Festlegungen BNetzA - Grid Code (keine Rechtsnormen)
Rechtsrahmen Union	<ul style="list-style-type: none"> - AEUV (Kartellrecht, Warenverkehrsfreiheit) - BinnenmarktRL Strom - EU-StromhandelsVO (Kapazitäten Grenzkuppelstellen) - REMIT etc. 	<ul style="list-style-type: none"> - AEUV (Art. 102, Mißbrauchsverbot) - EU-StromhandelsVO - <i>Network Code Electricity Balancing (Harmonisierung Produkte und Verfahren Regelenergiemarkt, Internationalisierung)</i>

Quelle: Eigene Darstellung GÖRG

²¹⁸ BNetzA, Beschluss v. 12.4.2011 – BK6-10-097 („Primärregelenergie“), Beschluss v. 12.4.2011 – BK6-10-098 („Sekundärregelenergie“), Beschluss vom 12.4.2011 – BK6-10-099 („Minutenreserve“); Ggf. parallele Entscheidungen der österreichischen und Schweizer Regulierungsbehörde zitieren.

²¹⁹ Entwurf für einen Network Code on Electricity Balancing (EB), abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/electricity-balancing/>.

²²⁰ Zu diesem Wälzungsmechanismus siehe beispielhaft das deutsche Regulierungsrecht in § 11 Abs. 2 Satz 2 Nr. 3 und Satz 4 ARegV (Anerkennung der Kosten für die Beschaffung von Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ auf der Grundlage einer „wirksamen Verfahrensregulierung“, die wiederum auf einer freiwilligen Selbstverpflichtung der ÜNB beruht).

Dies ist der allgemeine Rechtsrahmen, in dem sich PSW-Betreiber bei der Vermarktung ihrer Produkte bewegen. Die Vorschriften über den Großhandelsmarkt richten sich an Lieferanten und Händler, und damit auch an Erzeuger, die den erzeugten Strom am Großhandelsmarkt handeln. Hier finden sich keinerlei spezielle Regelungen für Speicherbetreiber, insbesondere nicht für PSW-Betreiber.

Die regulatorischen Vorgaben zum Systemdienstleistungsmarkt richten sich hingegen an die ÜNB. Auf diesem regulierten Markt sind PSW-Betreiber Anbieter von Systemdienstleistungen, die die von den ÜNB durchgeführten Verfahren einzuhalten haben und mit diesen Verträge über die Vermarktung von Regelenergie schließen. Die ÜNB wiederum haben die von den Regulierungsbehörden festgelegten Grundsätze für die Regelenergievermarktung einzuhalten.²²¹ Aus rechtlicher Sicht ist hier vor allem von Interesse, ob diese Vorgaben für PSW-Betreiber einen ungehinderten Zugang zu den grenzüberschreitenden Regelenergiemärkten bieten, oder ob hier Handelshemmnisse bestehen. Hier sind zunächst die nationalen Vorgaben dahin gehend zu betrachten, ob sie die Teilnahme ausländischer Regelenergieanbieter in den jeweiligen nationalen Märkten zulassen. Aber auch das derzeit in der Entstehung begriffene Unionsrecht über die Schaffung eines gesamteuropäischen Regelenergiemarkts untersuchen wir darauf hin, ob es für PSW-Betreiber Vermarktungsmöglichkeiten vorsehen wird.

II. RECHTSRAHMEN FÜR DIE GRENZÜBERSCHREITENDE NETZNUTZUNG

Voraussetzung für jede grenzüberschreitende Vermarktung vom PSW-Strom ist die Verfügungsbefugnis über für die Transaktion benötigte Grenzkuppelkapazität. Bevor wir also die Abwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels näher betrachten, untersuchen wir die rechtlichen Vorgaben für die netzseitigen Voraussetzungen.

Um die Abwicklung der Handelstransaktionen über die Netze zu ermöglichen, müssen die ÜNB in den angrenzenden Ländern zusammenarbeiten. Sie haben insbesondere den diskriminierungsfreien Zugang zu den Kapazitäten der Grenzkuppelstellen ihrer Übertragungsnetze zu organisieren, und hierzu den grenzüberschreitenden Informationsaustausch zwischen den beteiligten ÜNB zu gewährleisten. Dies ist nicht in den jeweiligen nationalen Rechten geregelt, sondern auf Unionsebene. Maßgeblich ist die europäische Stromhandelsverordnung, eine unmittelbar geltende Rechtsverordnung der Union.²²² Diese Verordnung hat - anders als ihr in der Praxis abgekürzter Name „Stromhandelsverordnung“ vermuten lässt - nicht grenzüberschreitende Handelstransaktionen als solche, sondern die Abwicklung der Transaktionen über die Netze, die Kapazitätsvergabe und vor allem das Engpassmanagement zum Gegenstand. Dennoch betrifft die StromhandelsVO mittelbar den Großhan-

²²¹ Siehe etwa für Deutschland die Festlegung der BNetzA BK 6 zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve vom 18.10.2011, abrufbar unter www.bnetza.de.

²²² Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, ABl. Nr. L 211S. 15.

del, soweit Energielieferungen und Grenzkuppelkapazitäten im Rahmen sogenannter „impliziter Auktionen“ in gekoppelten Märkten stattfinden (dazu sogleich ausführlich unter 1. b).

Die nachstehende Betrachtung geht davon aus, dass grenzüberschreitende Netzkapazitäten zwischen den Ländern Deutschland, Österreich und der Schweiz bestehen, und dass die grenzüberschreitende Vermarktung von PSW-Strom **nicht in faktischer Hinsicht** grundsätzlich durch fehlende Grenzkuppelkapazitäten gehemmt wird.²²³ Nach Aussagen der Gutachter des technisch-wirtschaftlichen Teils dieser trilateralen Pumpspeicherstudie bestehen zwischen Deutschland und jedenfalls dem Westteil Österreichs keine Engpässe. Dies ermöglicht es mit Blick auf den hier besonders interessierenden Kurzfristhandel, dass im Stromhandel über die Ländergrenzen hinweg grenzüberschreitende, untertägige Fahrplanänderungen grundsätzlich möglich sind.²²⁴ Zwischen Deutschland und der Schweiz sowie zwischen Österreich und der Schweiz hingegen besteht ein System sogenannter „deklarerter Engpässe.“²²⁵ Hier sind die rechtlichen Vorgaben zum Engpassmanagement aus praktischer Sicht besonders relevant.

1. EU-STROMHANDELSVERORDNUNG

Wichtigstes Regelwerk für die grenzüberschreitende Netznutzung und damit für die Bewirtschaftung der Grenzkuppelstellen ist auf der Ebene des Unionsrechts die StromhandelsVO. Diese enthält gesetzlich verbindliche Regelungen für die Abwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels. Zum Regelungsgegenstand der StromhandelsVO gehören insbesondere die Festlegung von Grundsätzen für harmonisierte Entgelte für die grenzüberschreitende Übertragung, Regeln zur Abwicklung des Engpassmanagements, insbesondere des Informationsaustauschs, sowie die Ausformung eines Ausgleichsmechanismus für (ungewollte) grenzüberschreitende Stromflüsse (Art. 1 Abs. a) StromhandelsVO). Für die Schweiz gelten die Regelungen der StromhandelsVO derzeit (noch) nicht.

a) Marktorientierte Verfahren für das Engpassmanagement

Im Falle bestehender Engpässe sind bestimmte, vereinheitlichte Verfahren zur Kapazitätsvergabe anzuwenden. Ein „Engpass“ ist nach Art. 2 Abs. 2 c) StromhandelsVO eine Situation, in der eine Verbindung zwischen nationalen Übertragungsnetzen wegen unzureichender Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der betreffenden nationalen Übertragungsnetze nicht alle Stromflüsse im Rahmen des von den Marktteilnehmern gewünschten internationalen Handels bewältigen kann.

²²³ Die praktische Abwicklung des Engpassmanagements wurde von den Teilnehmern des Workshops am 14.8.2013 nicht thematisiert, man wies nur allgemein darauf hin, dass grundsätzlich mit Engpässen gerechnet werden müsse. Die Analyse der bestehenden Engpasssituation von der im Schweizer Auftrag erstellten technischen Studie der RWTH nicht umfasst.

²²⁴ Siehe auch die Information der TenneT „Grenzüberschreitende untertägige Fahrplanänderungen zwischen den Regelzonen TenneT, TIWAG Netz und Austrian Power Grid“, abrufbar unter www.tennet.de.

²²⁵ Siehe <http://www.apg.at/de/markt/grenzueberschreitender-austausch/auktionen>.

Nach Art. 16 Abs. 1 Satz 1 StromhandelsVO wird Netzzugängen mit nichtdiskriminierenden „**marktorientierten Lösungen**“ begegnet, von denen wirksame Signale an die Marktteilnehmer und beteiligte ÜNB ausgehen sollen. Weder die StromhandelsVO noch die im Anhang dieser Verordnung befindlichen Leitlinien²²⁶ bestimmen, was unter einem nichtdiskriminierenden, marktorientierten Vergabeverfahren zu verstehen ist. Ausgehend vom Wortlaut und der im Netzzugangsrecht gebräuchlichen Verwendung des Begriffs können dem Kriterium der Nichtdiskriminierung nur solche Vergabeverfahren gerecht werden, die jedem Marktteilnehmer die gleichen Möglichkeiten zur Teilnahme am Vergabeverfahren bieten.²²⁷ Ziffer 2.10 der Leitlinien stellt dementsprechend klar, dass grundsätzlich alle potenziellen Marktteilnehmer uneingeschränkt am Vergabeverfahren teilnehmen dürfen. An dieser Stelle sind alle Netznutzer, und damit auch PSW-Betreiber, gleichgestellt. Dabei handelt es sich bei „marktorientierten Verfahren“ um Auktionen, die entweder explizite (Kapazitäts-) oder implizite (Kapazitäts- und Energie-) Auktionen sein können.²²⁸

b) Marktkopplung und implizite Auktionen

Aus der Diskussion mit den Marktteilnehmern auf dem im Rahmen dieser Studie veranstalteten Workshop hat sich ergeben, dass **implizite Auktionen** als am geeignetsten angesehen werden, um den grenzüberschreitenden Stromhandel - und damit auch die Vermarktung von PSW-Strom - zu fördern. Dies entspricht auch den Zielen des in Entstehung begriffenen Netzkodex zur Kapazitätsallokation im Strommarkt, in dem es heißt:²²⁹

„Capacity is allocated in the day ahead and intraday timeframes using implicit allocation methods (unless transitional arrangements apply). In the case of the day ahead market this method shall be implicit auctions and in the case of the intraday market it shall be continuous implicit allocation.“

Implizite Auktionen setzen die sogenannte „Marktkopplung“ (Market Coupling) voraus. Hier werden im Fall des börslichen Handels die Preisfindungsverfahren der benachbarten Energiemärkte so koordiniert, dass die Gebote aller Börsen der gekoppelten Märkte berücksichtigt werden. Den Marktteilnehmern wird dann nicht separat Netzkapazität zugeteilt, sondern sie bieten auf Stromlieferungen, die die erforderliche grenzüberschreitende Kapazität beinhalten. Auf diese Weise werden Preisunterschiede zwischen benachbarten Märkten ausgeglichen und die Märkte integriert.²³⁰

²²⁶ Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen, Anhang I zur StromhandelsVO.

²²⁷ Kühling RdE 2006, 173, 177; Pritzsche, in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß, Regulierung in der Energiewirtschaft, 2011, Kap. 17, Engpassmanagement/UCTE-Netze, S. 287, Rn. 30; Niedrig/Schroeder, in: Zenke/Schäfer, Energiehandel in Europa, 3. Aufl. 2012, § 27, Rn. 53.

²²⁸ Kühling RdE 2006, 173, 177; Pritzsche, in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß, Regulierung in der Energiewirtschaft, 2011, Kap. 17, Engpassmanagement/UCTE-Netze, S. 287, Rn. 32.

²²⁹ ENTSO-E Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) vom 27.9.2012, abrufbar unter www.entsoe.eu.

²³⁰ Ausführlich zum Market Coupling Pritzsche, in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß, Regulierung in der Energiewirtschaft, 2011, Kap. 17, Rz. 39 ff. sowie in FS Kühne 2009, S. 231-257.

Eine solche Marktkopplung ist grundlegend für die grenzüberschreitende Vermarktung von PSW-Strom im Verhältnis der Länder Deutschland, Österreich und der Schweiz. Für das Verhältnis Deutschland-Schweiz ist die Marktkopplung für diese Studie vorauszusetzen. Sie ist im Juni 2013 eingeführt worden. Die Strommärkte Deutschlands und Österreichs bilden bereits eine gekoppelte, einheitliche Preiszone.

Diese Marktkopplung wird durch das EU-Recht nicht vorgegeben und ist daher in rechtlicher Sicht nicht zwingend; dies gilt mangels eines Energieabkommens erst recht auch im Verhältnis zur Schweiz. Diese Marktkopplungen sind damit eine faktische und keine rechtliche Grundlage für den grenzüberschreitenden, kurzfristigen Stromhandel zwischen den hier betrachteten DACH-Ländern.

c) Diskriminierungsverbot

Nachstehend beschreiben wir kurz die nach der StromhandelsVO vorgesehenen Abläufe für das grenzüberschreitende Engpassmanagement.

Die StromhandelsVO bestimmt in Art. 16 Abs. 1 Satz 2, dass Netzengpässe vorzugsweise durch nichttransaktionsbezogene Methoden bewältigt werden sollen. Dies sind nach der Legaldefinition der StromhandelsVO solche, die keinen Unterschied zwischen den Verträgen einzelner Marktteilnehmer machen. Insbesondere ist das allgemeine Diskriminierungsverbot zu beachten, das sich unter Berücksichtigung der Punkte 2.7 und 1.6 der Leitlinien ergibt, nach denen die Abwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels mittels bilateraler Verträge oder im Wege des Börsenhandels keinen Grund zur Diskriminierung bilden darf und auch sonst beim Engpassmanagement keine Unterschiede aufgrund unterschiedlicher Transaktionen gemacht werden sollen. Mit Blick auf die Vermarktung von PSW-Strom folgt daraus, dass - generell - die Anlagenbetreiber im Vergleich zu anderen Netznutzungswilligen diskriminierungsfrei behandelt werden müssen.

Eine weitere Vorgabe ist, dass die Verfahren wirksame, wirtschaftliche Signale an die Marktteilnehmer und die beteiligten ÜNB aussenden sollen. Auch die Leitlinien konkretisieren diese Anforderung nicht, sondern wiederholen sie lediglich in Ziffer 1.5. Man geht allgemein davon aus, dass das Kriterium der wirtschaftlichen Signalwirkung erfüllt ist, wenn das Verhalten der Marktteilnehmer und ÜNB zu Marktanreizen führt, die „eine optimale Nutzung des Systems“ ermöglichen.²³¹

Gerade mit Blick auf den Kurzfristhandel können sich Hemmnisse für die grenzüberschreitende Vermarktung ergeben, die ihre Grundlage in technischen Voraussetzungen oder praktischen Abläufen haben. Es war nicht Gegenstand dieser rechtlichen Studie, aufzuarbeiten, inwieweit sich aus der **praktischen Durchführung** dieser Regelungen zum Engpassmanagement zwischen den hier betrachteten Ländern möglicherweise Diskriminierungen, feh-

²³¹ Pritzsche, in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß, Regulierung in der Energiewirtschaft, 2011, Kap. 17, Engpassmanagement/UCTE-Netze, S. 287, Rn. 34.

lende wirtschaftliche Signalwirkungen für die Kapazitätsvergabe und damit Handelshemmnisse ergeben. Daher kann hier als Ergebnis nur festgehalten werden, dass erstens die StromhandelsVO den Zugang zu grenzüberschreitenden Kapazitäten insbesondere über implizite Auktionen ermöglicht, und dass zweitens die jeweiligen nationalen Regulierungsbehörden die Umsetzung der von der StromhandelsVO vorgegebenen Verfahren sorgfältig überwachen sollten.²³² Betroffene Marktteilnehmer sollten sich nicht scheuen, eventuelle praktische Hemmnisse vor die Regulierungsbehörden zu bringen.

Rechtlicher Anpassungsbedarf für die grenzüberschreitenden Engpassmanagementverfahren lässt sich daher nicht abstrakt, sondern nur konkret und erst dann feststellen, wenn etwa mit zunehmenden grenzüberschreitenden Transaktionen praktische Anwendungsschwierigkeiten entstehen sollten, die durch eine Änderung der StromhandelsVO bzw. der dazu ergangenen Leitlinien behoben werden könnten. Wenn die Verfahren zum grenzüberschreitenden Engpassmanagement und der Vergabe von Grenzkuppelkapazitäten reibungslos funktionieren, kommt dies allen international tätigen Marktakteuren und damit auch PSW-Betreibern zugute.

d) Rolle der europäischen Regulierungsbehörde

Angesichts des internationalen Kontexts wäre im Fall praktischer Anwendungsschwierigkeiten zu beachten, dass die ACER als europäische Regulierungsbehörde eingeschaltet werden kann, wenn die nationalen Regulierungsbehörden zu unterschiedlichen Auslegungen der StromhandelsVO kämen. Rechtsgrundlage für ein Tätigwerden der ACER kann z.B. Art. 7 Abs. 4 der EU-Verordnung über die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER-VO) sein.²³³ Darin heißt es:

„Die Agentur gibt auf Antrag einer Regulierungsbehörde oder der Kommission eine auf tatsächliche Umstände gestützte Stellungnahme zu der Frage ab, ob eine von einer Regulierungsbehörde getroffene Entscheidung den gemäß der [...] Verordnung (EG) Nr. 714/2009 [...] festgelegten Leitlinien oder anderen einschlägigen Bestimmungen dieser [...] Verordnungen entspricht.“

Einen solchen Antrag der nationalen Regulierungsbehörde könnte der interessierte Netznutzer im konkreten Einzelfall anregen.²³⁴ Für die Schweiz gelten die Regelungen der StromhandelsVO und der ACER-VO nur, wenn ein entsprechendes Energieabkommen abgeschlossen sein wird, oder die Schweiz dem Unionsrecht durch nationale Legislativakte anderweitig zur Geltung verhelfen würde.

²³² Zur Zuständigkeit der deutschen BNetzA beim Vollzug des europäischen Rechts vgl. § 56 EnWG.

²³³ Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABl. Nr. L 211 S. 1.

²³⁴ Ausführlich zum Rechtsschutz bei Verstößen gegen die StromhandelsVO Pritzsche, in Baur/Salje/Schmidt-Preuss, Regulierung in der Energiewirtschaft, Kap. 15, Rz. 49 ff.

2. LEITLINIEN DER ÜNB

a) Vorgaben des ENTSO-E Operation Handbook

Vorgaben zur technisch-praktischen Seite und damit zur Abwicklung der grenzüberschreitenden Kapazitätsvergabe enthält das internationale Regelwerk der in der ENTSO-E organisierten ÜNB. Die ENTSO-E ist die Nachfolgeorganisation von sechs internationalen Organisationen europäischer ÜNB,²³⁵ insbesondere auch der UCTE, in der die hier betrachteten ÜNB der DACH-Staaten Mitglied waren.²³⁶ Alle in den DACH-Staaten tätigen ÜNB sind Mitglieder der ENTSO-E: In Deutschland sind es die vier ÜNB, in Österreich sowohl die APG als auch die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH (VÜN), und in der Schweiz die Swissgrid.

Letzteres ist mit Blick auf die Rolle der ENTSO-E in der EU-Gesetzgebung bemerkenswert: ENTSO-E hat auf der Grundlage der StromhandelsVO umfangreiche Zuständigkeiten, die insbesondere die Vorbereitung der Netzwerkcodes betreffen. Hieran wirkt der Schweizer ÜNB Swissgrid als Mitglied dieser Organisation mit. Solange die Schweiz kein Energieabkommen unterzeichnet hat, fallen allerdings die Pflichten der Swissgrid gegenüber ENTSO-E und den anderen über diesen Verband verbundenen ÜNB im Verhältnis zu den Pflichten gegenüber Dritten, die die grenzüberschreitende Netznutzung nach der StromhandelsVO begehren, auseinander.

Das wichtigste Regelwerk der ENTSO-E ist das Operation Handbook. Es hat allerdings nicht die Qualität einer Rechtsnorm. Vielmehr handelt es sich um eine freiwillige Branchenvereinbarung, zu deren Einhaltung sich nur die Mitgliedsunternehmen der ENTSO-E gegenüber ihrer Vereinigung verbindlich verpflichtet haben.²³⁷ Gegenüber Dritten - den Netznutzern - entfalten diese Regelungen keine Rechtswirkung. Gleichwohl dürfen die ÜNB diese technischen Regelungen nicht gegenüber einzelnen Marktteilnehmern in diskriminierender Weise anwenden und damit Marktverzerrungen verursachen. Wenn sich etwa ungerechtfertigte Einschränkungen des Netzzugangs ergeben würden, so wäre dies nach den jeweiligen nationalen energieregulierungsrechtlichen, ggf. auch nach kartellrechtlichen Vorgaben zu sanktionieren.²³⁸ Wenn dann in Bezug auf eine Grenzkuppelstelle zwischen zwei EU-Mitgliedstaaten die nationalen Regulierungen zu einer abweichenden Beurteilung kommen würden, so könnte die ACER als europäische Regulierungsbehörde angerufen werden, hier eine Lösung zu finden.

Dies vorausgeschickt, überlässt das ENTSO-E Operation Handbook die Erarbeitung von Regelungen zur Intraday-Kapazitätsvergabe **vertraglichen Vereinbarungen** zwischen den

²³⁵ Zur Gründung und den Aufgaben der ENTSO-E siehe Pritzsche, in Baur/Salje/Schmidt-Preuss, Regulierung in der Energiewirtschaft, Kap. 15, Rz. 34 ff.

²³⁶ Siehe <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/inside-entso-e/a-proud-history>.

²³⁷ Zum freiwilligen Charakter des UCTE-Regelsystems auch Pritzsche, in Baur/Salje/Schmidt-Preuss, Regulierung in der Energiewirtschaft, Kap. 15, Rz. 37.

²³⁸ Nach deutschem Recht ist der allgemeine Unterlassungsanspruch gemäß § 32 Abs. 1 EnWG im Falle eines Verstoßes gegen die EU-StromhandelsVO anwendbar, siehe § 56 S. 2 EnWG.

benachbarten, regelzonenführenden ÜNB. So heißt es in der "Policy 2" des Operation Handbook zur Intraday-Kapazitätsvergabe, unter Verweis auf abweichende lokale Marktregeln in den Ländern:²³⁹

*"After the end of the day ahead nomination process in most markets modifications or additional values in the Schedules can be nominated by the market parties (Intra Day scheduling). Due to different local market rules the Intra Day process for cross border scheduling must follow a set of rules which must be bilaterally agreed between the neighbouring Control Areas. These rules must be published or communicated towards the market parties in question. Beside this the affected CONTROL AREAS have to agree on a common Intra Day process being able to run a successful matching and data transmission in time towards other UCTE bodies. The timing of the Intra Day process must allow the responsible UCTE bodies on a higher level to perform a successful matching. The following Intra Day timetable outlines the UCTE scheduling process over all UCTE levels and is based on a **Gate Closure Time (GCT) of at least 45min (before setting the schedule into force) for commercial schedules or TSO related schedules.** (see P2-A-S, Timetable 2). Exception: Special TSO related schedules may have a GCT shorter than 45min e.g. "MEAS" (Mutual Emergency Assistant Service) or for "SATCR" (Schedule Activated Tertiary Control Reserve) but due to the necessity of a different UCTE process, they are not described here."*

Auf dem Workshop wurde hierzu diskutiert, ob es möglich sei, die hier festgelegte Vorlaufzeit von im Regelfall 45 Minuten zu verkürzen, um den grenzüberschreitenden Kurzfristhandel weiter zu fördern. Wünschenswert sei eine Verkürzung dieser Vorlaufzeiten im Verhältnis zu Österreich und der Schweiz auf den in Deutschland üblichen 15-Minuten-Takt. Denn aus den zur Zeit benötigten 45 Minuten ergäben sich ein erhebliches faktisches Handelshemmnis für die Vermarktung von Strom am grenzüberschreitenden Kurzfristmarkt, was PSW-Betreibern die Vermarktung ihrer Produkte erschwere.

Zunächst enthält das EU-Energieregulierungsrecht keine spezifischen Vorgaben, in welchen zeitlichen Intervallen der grenzüberschreitende Kurzfristhandel möglich sein muss. Auch handelt es sich aus rechtlicher Sicht bei den zeitlichen Vorgaben des ENTSO-E Operation Handbook nicht um eine bindende Rechtsregel, sondern um eine freiwillige Verfahrensvorschrift der Branche. Daher bestünden zunächst keine rechtlichen Bedenken dagegen, wenn diese zeitliche Vorgabe zu einer rechtlichen Vorgabe verkürzt würde. Umgekehrt stellt sich aber auch die Frage, ob es eine rechtliche Argumentation dahin gehend geben kann, dass die Vorlaufzeit verkürzt werden muss. Dies prüfen wir unter dem Stichwort „Rechtspflicht der ÜNB zur grenzüberschreitenden Kooperation“.

b) Rechtspflicht der ÜNB zur grenzüberschreitenden Kooperation

Die Diskussion mit den Marktteilnehmern hat gezeigt, dass eine solche Fortentwicklung des Intraday-Markts von der Kooperation der ÜNB abhängt. Aus rechtlicher Sicht ist daher nur zu prüfen, ob es rechtliche Ansatzpunkte dafür gibt, dass die ÜNB grenzüberschreitend koope-

²³⁹ „Policy 2“ - Scheduling and Accounting“, finale Version vom 19. März 2009, Ziffer A-S20 (Intra Day scheduling process for commercial Schedules).

rieren müssen, um die Abläufe des grenzüberschreitenden Kurzfristhandels - etwa durch Verkürzung der Vorlaufzeiten des Scheduling - zu optimieren.²⁴⁰

Zusammenarbeitspflichten für ÜNB ergeben sich aus der StromhandelsVO. Mit Blick sowohl auf den Kurzfristhandel als auch auf den grenzüberschreitenden Handel von Systemdienstleistungen ordnet die StromhandelsVO eine Pflicht der ÜNB zur **regionalen Zusammenarbeit** an, wobei unter „regional“ im Sinne des Energiebinnenmarkts die grenzüberschreitende Zusammenarbeit von Energieversorgung aus benachbarten Ländern zu verstehen ist - in Abgrenzung zur gesamteuropäischen Zusammenarbeit aller ÜNB der EU-Mitgliedstaaten. Die EU-Kommission kann bestimmte geografische Gebiete festlegen, auf die sich eine solche regionale Zusammenarbeit beziehen soll (Art. 12 Abs. 3 Satz 1 StromhandelsVO). Anhang I Ziff. 3.2. nennt zwei solche Regionen, an denen Deutschland und Österreich beteiligt sind: unter Ziff. c) die „Nordgrenzen Italiens“ (I, F, D, A, SLO und Gr) sowie unter Ziff. d) „Mitteleuropa“ (D, P, Cz, HU, A und SLO). Die zur Umsetzung der grenzüberschreitenden Pumpspeichervermarktung erforderliche Region D, A und CH wäre als eine spezielle, regionale Zusammenarbeit zu organisieren, die mangels Geltung der StromhandelsVO in der Schweiz wiederum auf der Grundlage des geplanten Energieabkommens zwischen der EU und der Schweiz etabliert werden könnte, alternativ durch „autonomen Nachvollzug“ der EU-Regelungen im Schweizer Recht.

In Art. 12 Abs. 2 StromhandelsVO wird die Zusammenarbeitspflicht der ÜNB wie folgt beschrieben:

„Die Übertragungsnetzbetreiber fördern netztechnische Vereinbarungen, um eine optimale Netzführung zu gewährleisten, und fördern die Entwicklung von Energiebörsen, die koordinierte Vergabe grenzüberschreitender Kapazitäten durch nichtdiskriminierende marktorientierte Lösungen, wobei sie die spezifischen Vorteile von impliziten Auktionen für die kurzfristige Vergabe gebührend berücksichtigen, und die die Einbeziehung von Mechanismen für den Austausch von Ausgleichsenergie und für die Reserveleistung.“

Durch diese Regelung wird den ÜNB explizit auferlegt, sich um Lösungen für die kurzfristige Vergabe von Kapazitäten zu kümmern, insbesondere auch für den Austausch von Ausgleichsenergie. Damit verpflichtet die StromhandelsVO die ÜNB grenzüberschreitend auch zur Ermöglichung eines Intraday-Handels. Allerdings werden die Pflichten der ÜNB im Einzelnen durch die StromhandelsVO nicht konkretisiert; die Koordinierung bei der Kapazitätsvergabe ist eher als zu förderndes Ziel und nicht als materiell-rechtliche Verpflichtung ausgestaltet.²⁴¹

Anhang I der StromhandelsVO, der Leitlinien für das Engpassmanagement auf internationalen Verbindungsleitungen enthält, konkretisiert die erforderliche Zusammenarbeit der ÜNB. Diese Leitlinien haben als Teil der StromhandelsVO ebenso bindende Wirkung wie die Ver-

²⁴⁰ Zur regulierungsrechtlichen Pflichten von Netzbetreiber zur Kooperation siehe Schulte-Beckhausen, Netzkooperationen: Regulierung, politische Vorgaben, Szenarien, RdE 2011, S. 77-84.

²⁴¹ So auch Pritzsche, in: Baur/Salje/Schmidt-Preuss, Regulierung in der Energiewirtschaft, Kapitel 15, Rz. 40.

ordnung selbst.²⁴² Danach hatten die ÜNB bis zum 1. Januar 2008 koordinierte Mechanismen für das Intraday-Engpassmanagement einzuführen (Anhang I, Ziff. 1.9.), was auch geschehen ist. Ziff. 2.1. sieht explizit vor, dass für den Intraday-Handel ein fortlaufendes Handelssystem verwendet werden kann (sogenannter „kontinuierlicher Handel“). Jedenfalls müssen – in Abhängigkeit von den Wettbewerbsbedingungen – die Engpassmanagementmechanismen sowohl eine kurz- als auch eine langfristige Kapazitätsvergabe ermöglichen (Ziff. 2.2.). Im Rahmen der zweckmäßigen Struktur für die Kapazitätsvergabe kann ein Mindestprozentsatz der Verbindungskapazität für die „täglich oder mehrmals tägliche Vergabe“ reserviert werden (Ziff. 2.6. S. 2). Zum Zeitplan für Intraday-Vergaben bestimmt Ziff. 4.3. lediglich recht allgemein, dass diese am Vortag oder am Tag des Handels nach der Veröffentlichung der prognostizierten oder der tatsächlichen Erzeugungsfahrpläne für den Folgetag erfolgen.

Das gesamte Verfahren muss dem in Ziff. 3.6. niedergelegten Grundsatz folgen, dass Art, Zeitpunkt und Häufigkeit des Informationsaustauschs zwischen den ÜNB „mit dem Funktionieren der Elektrizitätsmärkte vereinbar sein“ muss. Dieses Funktionieren ist ein dehnbarer Begriff; allerdings sind die ÜNB verpflichtet, „alle verfügbaren Mittel“ einzusetzen, um „alle kommerziellen Transaktionen, einschließlich Transaktionen des grenzüberschreitenden Handels, anzunehmen“ (Anhang I, Ziff. 1.1.).

Im Ergebnis bestehen auf der Grundlage der StromhandelsVO keine spezifischen Pflichten der ÜNB zur Zusammenarbeit, die diese konkret zu einer Verbesserung des grenzüberschreitenden Kurzfristhandels oder gar zur Verkürzung der Vorlaufzeiten für die Anmeldung von Transaktionen verpflichten würden. Dennoch sind die ÜNB zur Kooperation und zur diskriminierungsfreien Abwicklung des grenzüberschreitenden Handels verpflichtet. Dem stehen entsprechende Rechte der Netznutzer gegenüber, die allerdings nicht so weit gehen, dass die Fortentwicklung der Verfahren - insbesondere konkret die Verkürzung der Vorlaufzeit für den Intraday-Handel - rechtlich verbindlich durchgesetzt werden könnte.

c) Ergebnis und Handlungsempfehlung

Die nationalen Regulierungsbehörden sind dafür zuständig, die Umsetzung bzw. den Vollzug der StromhandelsVO durch die Marktteilnehmer zu überwachen (Art. 19 StromhandelsVO i.V.m. z.B. § 56 EnWG für das deutsche Recht). Parallel hierzu beobachtet die EU-Kommission die Anwendung der Verordnung unter dem Blickwinkel der unionsweiten Entwicklung des grenzüberschreitenden Handels im Rahmen des Elektrizitätsbinnenmarkts (Art. 24 StromhandelsVO). Hierzu erstellt sie Berichte, die erforderlichenfalls geeignete Vorschläge und Empfehlungen enthalten können. Seitens der Politik könnte als **Zielvorgabe die Fortentwicklung des Kurzfristhandels** in die Diskussion eingespeist werden. Auch könnte gegenüber den Regulierungsbehörden und der EU-Kommission die damit verbundene Corporate Governance-Thematik angesprochen werden. Hier könnte ein trilaterales Forum an-

²⁴² Siehe dazu nur Pritzsche, in: Baur/Salje/Schmidt-Preuss, Regulierung in der Energiewirtschaft, Kapitel 15, Rz. 11 mit Nachweisen.

geregelt werden, in dem über Zuständigkeiten der beteiligten ÜNB der DACH-Länder gesprochen wird. Letztendlich kann die Politik hier nur einen Rahmen vorgeben, um die bereits in Gang befindliche Praxis des grenzüberschreitenden Kurzfristhandels weiter fortzuentwickeln.

3. VERTRAGLICHE VEREINBARUNGEN

Wie gezeigt, werden verfügbare Transportkapazitäten im grenzüberschreitenden Stromhandel zwischen den benachbarten Regelzonen also auf der Grundlage vertraglicher Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Netznutzern vergeben. Erst im Juni 2013, während der Laufzeit dieses Forschungsprojekts, haben die ÜNB der Länder Frankreichs, Deutschlands und der Schweiz sich auf aktualisierte Regelungen über den Zugang zu den jeweiligen Intraday-Märkten über implizite Auktionen von Grenzkuppelkapazitäten geeinigt.²⁴³

Bereits seit dem 30.11.2011 bestand ein gemeinsames Regelwerk der TNG, Amprion und der Swissgrid zu den Voraussetzungen für eine Teilnahme an der Intraday-Kapazitätsvergabe. Beispielhaft stellen wir nachfolgend das von der Transnet BW veröffentlichte Regelwerk dar, das die Vergabe von Intraday-Kapazitäten zwischen dem Regelblock Deutschland und der Schweiz betrifft („Regelwerk“). Bei diesem Regelwerk handelt es sich nicht um rechtsverbindliche Vorgaben, sondern um allgemeine Bedingungen insbesondere technischer Art, die Grundlage der später abgeschlossenen Verträge zwischen den ÜNB und den Marktteilnehmern werden.

Als Grundlage für die Kurzfrist-Transaktionen schließen der jeweilige ÜNB - EnBW Transportnetze AG (TNG), Amprion GmbH (Amprion) bzw. swissgrid ag (Swissgrid) auf der einen Seite und mit den jeweiligen Marktteilnehmern auf der anderen Seite zunächst eine vertragliche Vereinbarung über die Teilnahme an der Intraday-Kapazitätsvergabe. Sofern ein Marktteilnehmer an der Kapazitätsvergabe teilnehmen möchte, muss dieser sich mit den Vorgaben des Regelwerks einverstanden erklären und die dort aufgeführten Voraussetzungen erfüllen. Die Koordinierung der Kapazitätsvergabe erfolgt dabei durch die TNG als Auktionskoordinator. Als Marktteilnehmer kommen grundsätzlich alle Bilanzkreisverantwortlichen (bei Amprion und TNG) und Bilanzgruppenverantwortlichen (bei Swissgrid) in Betracht, die das Regelwerk anerkennen und damit nach den Vorgaben der ÜNB zur Teilnahme an der Intraday-Kapazitätsvergabe berechtigt sind.²⁴⁴ Einzige Teilnahmevoraussetzung in rechtlicher Hinsicht ist, dass der jeweilige Marktteilnehmer einen Bilanzkreisvertrag mit dem Übertragungsnetzbetreiber TNG und/oder Amprion und einen Bilanzgruppenvertrag mit Swissgrid abgeschlossen hat.²⁴⁵

²⁴³ Siehe die „Joint Communication von Amprion, ECC, EPEX Spot, RTE, Swissgrid und TransnetBW „Integrated Swiss Intraday Market Launches 26 June 2013“, abrufbar unter https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/current/News/2013/Joint-Communication_Swiss-Intraday_en.pdf; Stellungnahme der EFET zum Entwurf vom 26. April 2013 abrufbar unter www.efet.org.

²⁴⁴ EnBW TNG/Amprion/Swissgrid Regeln Intraday-Handel, Stand 30.11.2011, Nr. 1, S. 2.

²⁴⁵ EnBW TNG/Amprion/Swissgrid Regeln Intraday-Handel, Stand 30.11.2011, Nr. 2, S. 3.

Der jeweilige Marktteilnehmer kann durch den Auktionskoordinator ausgeschlossen werden, wenn die Besorgnis besteht, dass er die Vorgaben des Regelwerks nicht einhält. Dies kann insbesondere dann der Fall sein, wenn ein Marktteilnehmer wiederholt Transportkapazität im Rahmen der Teilnahme an der Intraday-Kapazitätsvergabe reserviert, diese jedoch anschließend nicht nutzt oder nach Zuteilung von Transportkapazität seinen Fahrplan pflichtwidrig anmeldet.²⁴⁶

Das Regelwerk bestimmt die zu vergebende Transportkapazität als den Teil der Transportkapazität, der sich nach Abzug der im europäischen Verbund vorzuhaltenden Sicherheitsmargen („TRM“), der bereits durch bestehende Transportrechte reservierten Netzkapazität sowie der zur Nutzung angemeldeten Kapazitäten aus Tages-, Monats- und Jahresauktion ergibt.

In Bezug auf das Verfahren der Kapazitätsvergabe sieht das Regelwerk vor, dass die nach Abschluss der Fahrplananmeldungen für den Folgetag weiterhin verfügbare Transportkapazität den Marktteilnehmern erneut zur Nutzung angeboten wird. Dazu ermittelt der Auktionskoordinator nach Vorlage der verbindlichen Fahrplananmeldungen um 14.30 Uhr die für die Intraday-Kapazitätsvergabe des Folgetags verfügbare Transportkapazität und gibt diese den Marktteilnehmern auf einer Internetplattform ab 17:30 Uhr bekannt. Ab 18:00 Uhr kann dann die verfügbare Transportkapazität von interessierten Marktteilnehmern angefragt werden. Die Zuteilung der jeweiligen Transportkapazität erfolgt kostenfrei nach dem „First-come-first-served-Verfahren“.²⁴⁷ Die jeweils zugeweilte Transportkapazität muss genutzt werden und ist unverzüglich per Fahrplan bei den jeweils von der Nutzung der verfügbaren Transportkapazität betroffenen Auktionspartnern entsprechend den jeweils geltenden Marktregeln anzumelden. Die Fahrplananmeldung darf von der zugeweilten Höhe an verfügbarer Transportkapazität nicht abweichen. Ansonsten wird der Fahrplan vom jeweiligen Auktionspartner an die zugeweilte Kapazität angepasst. Eine Entschädigung des Marktteilnehmers erfolgt in diesem Fall nicht.²⁴⁸

Es war nicht Gegenstand dieser rechtlichen Studie, aufzuarbeiten, inwieweit sich aus der praktischen Durchführung dieser Regelungen möglicherweise Beschränkungen des grenzüberschreitenden Stromaustauschs ergeben. Aus rechtlicher Sicht ist nur festzuhalten, dass auf vertraglicher Basis Verfahren bestehen, die eine grenzüberschreitende Kapazitätsvergabe auch für den Kurzfristhandel ermöglichen, und dass hier PSW-Betreiber - wie alle anderen Netznutzer auch - die Bedingungen dieser Verträge einhalten müssen.

Hier wäre allenfalls zu erwägen, ob das dargestellte Regelwerk zum Intraday-Handel mit verpflichtenden Vorgaben des Unionsrechts vereinbar ist. Für einen Verstoß sehen wir allerdings keine Anhaltspunkte.

²⁴⁶ EnBW TNG/Amprion/Swissgrid Regeln Intraday-Handel, Stand 30.11.2011, Nr. 2, S. 3.

²⁴⁷ EnBW TNG/Amprion/Swissgrid Regeln Intraday-Handel, Stand 30.11.2011, Nr. 3.2, S. 5.

²⁴⁸ EnBW TNG/Amprion/Swissgrid Regeln Intraday Handel, Stand 30.11.2011, Nr. 6.1, S. 6.

4. EU-NETZKODIZES ZUR KAPAZITÄTSVERGABE

a) Entwurf „Netzkodex Kapazitätsallokation“

Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM-Netzkodex) regelt die Methoden für die Allokation von Kapazitäten im Day-ahead und Intraday-Markt und beschreibt die Art und Weise, wie regelzonenüberschreitenden Kapazitäten berechnet werden. Am 14. März 2013 sprach ACER gegenüber der EU-Kommission die Empfehlung aus, den Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) Network Code anzunehmen.²⁴⁹

Der CACM-Netzkodex zielt darauf ab, einen verbindlichen Rechtsrahmen zu entwickeln, innerhalb dessen die grenzüberschreitende Nutzung der Elektrizitätsnetze in ganz Europa nach einheitlichen Regelungen abgewickelt werden kann. Hintergrund für diesen Netzkodex ist, dass gemäß der StromhandelsVO den Netznutzern die maximale Kapazität der Interkonnektoren und der grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen zur Verfügung gestellt werden soll (Art. 16 StromhandelsVO).

Der Netzkodex wird daher sowohl gemeinsame Verfahren für die day-ahead-Kapazitätsvergabe, als auch die Verfahren für die intraday-Kapazitätsvergabe regeln (siehe Erwägungsgrund 13). Wie bereits erwähnt, sollen hier implizite Auktionen bzw. der kontinuierliche Handel mit impliziter Allokation angewendet werden. Diese Verfahren setzen eine Marktkopplung der Strommärkte in ganz Europa voraus (Erwägungsgrund 28). Ziel ist es, im Binnenmarkt einen diskriminierungsfreien und effizienten, grenzüberschreitenden Stromhandel zu ermöglichen (Art. 4 Nr. 2 Netzkodex).

Zu den Vorlaufzeiten des Intraday-Handels regelt der Netzkodex in Art. 13 Ziff. 3 explizit:

„All System Operators of each Capacity Calculation Region shall ensure that Cross Zonal Capacity is reassessed sufficiently often within the Intraday Timeframe based on the latest available informations. The frequency of this intraday reassessment shall be guided by the principles of cost-benefit analysis and system security.“

Diese Regelung zeigt, dass der Netzkodex keine spezifischen zeitlichen Vorgaben macht, sondern nur allgemein regelt, dass der Intraday-Handel so oft wie erforderlich durchgeführt werden kann, und dass die zeitlichen Vorgaben den Grundsätzen einer Kosten-Nutzen-Analyse sowie der Systemsicherheit unterliegen. Hier zeigt sich deutlich, dass die Reichweite der rechtlichen Vorgaben begrenzt ist. Letztendlich handelt es sich bei der konkreten Ausgestaltung des Kurzfristhandels um eine praktische Frage, bei deren Ausformung die ÜNB einen gewissen Spielraum haben.

Dabei kann man in rechtlicher Sicht nur die Grenzen abstecken, jenseits derer ein Kurzfristhandelssystem nicht mehr mit dem Unionsrecht vereinbar wäre: Wegen der Garantie des

²⁴⁹ Der Entwurf des Network Code Capacity Allocation and Congestion management hat den Stand vom 23.11.2013, abrufbar unter http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/electricity/doc/20131122-cacm.pdf.

freien Warenverkehrs im Binnenmarkt wäre es sicher nicht zulässig, wenn die ÜNB den Kurzfristhandel nicht ermöglichen würden; dies steht aber nicht in Frage. Auch wäre es rechtlich bedenklich, wenn die ÜNB den Kurzfristhandel in Intervallen dergestalt zuließen, dass hierdurch die Netzstabilität gefährdet würde. Aber auch dies ist nicht der Fall, im Gegenteil, denn der Intraday-Handel hat wegen seiner ausgleichenden Funktion sogar netzstabilisierende Wirkung: Durch den auch grenzüberschreitenden Ausgleich von Bilanzungleichgewichten kann der erforderliche Regelenergieeinsatz reduziert werden.

b) Entwurf „Netzkodex Electricity Balancing“

Der Netzkodex Electricity Balancing (Network Code On Electricity Balancing, NCEB) zielt auf die Harmonisierung des Regelenergiemarkts ab. Der Verband der europäischen ÜNB ENT-SO-E hat im Verlauf des Jahres 2013 den Entwurf dieses Netzkodex erarbeitet, der in 2013 konsultiert wurde und im Januar 2014 der europäischen Regulierungsbehörde ACER vorgelegt werden soll. An dieser Stelle betrachten wir diesen im Entwurf vorliegenden Netzkodex nur dahin gehend, ob und welche Vorgaben er in Bezug auf die **Bewirtschaftung von Grenzkuppelkapazitäten** regelt.

Nach den gegenwärtigen Regelungen ist die Reservierung von Grenzkuppelkapazität zu Zwecken der grenzüberschreitenden Vermarktung von Regelenergie nicht möglich. Dies stellt netzseitig ein Hindernis für die grenzüberschreitende Nutzung von Regelenergie durch PSW dar und korrespondiert – wie unten noch zu zeigen ist – mit den ebenfalls noch fehlenden handelsseitigen Regelungen zur grenzüberschreitenden Vermarktung von Regelenergie. Beides greift der in der Erarbeitung befindliche auf. Ziel dieses Netzkodex ist es, einen harmonisierten, unionsrechtlich verbindlichen Rechtsrahmen für die grenzüberschreitende Vermarktung von Regelenergie zu etablieren. Dazu wird auch gehören, dass die Reservierung von Grenzkuppelkapazitäten für Regelenergie in gewissem Umfang zulässig sein wird.

Kapitel 4 des Entwurfs enthält Vorgaben zur Allokation und Reservierung von zonenübergreifender Kapazität für Regelenergie. Art. 29 Abs. 1 NCEB stellt die Verwendung von zonenübergreifender Kapazität für den Austausch und die Verteilung von Regelenergie unter die allgemeine Bedingung, dass die Systemsicherheit nicht beeinträchtigt wird. Für Regelenergie allokierte oder reservierte zonenübergreifende Kapazitäten sollen zudem nach Art. 29 Abs. 5 NCEB ausschließlich für Regelenergiezwecke eingesetzt werden dürfen.

Jeder einzelne ÜNB wird nach Art. 29 Ziffer 3 NCEB berechtigt sein, zonenübergreifende Kapazitäten für den Austausch von Regelenergie, in Übereinstimmung mit Art. 31 und 32 NCEB, zu nutzen, sofern die **zonenübergreifende Kapazität nach dem Intraday-Schließzeitpunkt** („Gate Closure“) verfügbar ist oder für Regelenergieleistungen in Übereinstimmung mit den Vorschriften des vierten Kapitels vorgesehen ist. Die Allokation zonenübergreifender Kapazitäten muss dann durch ein marktbasierendes, kooperatives Verfahren, unter Berücksichtigung der Kosten und Nutzen erfolgen. Die zonenübergreifenden Kapazitäten sollen allen Marktteilnehmern zugänglich sein, wobei die Voraussetzungen zwischen den ÜNB eines koordinierten Regelenergiegebietes abzustimmen sind. Sollte die zonenübergreifende Kapazität nicht genutzt werden, so soll sie zu einem späteren Zeitpunkt in den Markt zurückgeführt werden.

Diese Entwicklung ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass die nationalen Verfahrensweisen auf dem Regelenergiemarkt teilweise stark von einander abweichen, was die Harmonisierung erschwert:

„The design of balancing schemes differs between Member States in almost all regards (e.g. what is balancing, the role of the TSO, the role and incentives on market players, the cash-out mechanism etc.) and, while a number of regional projects (e.g. BALIT, Grid Control Cooperation, Nordic balancing market) have been developed at a regional level and extended to some other countries, there is no experience with the target models proposed by the FG.“

„(...) the European Commission has commissioned consultants to undertake an impact assessment of options for the harmonization of balancing markets. (...) This approach would proceed with the development of balancing markets in a series of steps.“

ENTSO-E geht davon aus, dass es etwa 4-5 Jahre dauern würde (Betrachtungszeitpunkt 2013), einen gesamteuropäischen, funktionierenden Regelenergiemarkt zu etablieren:

„In particular, for a CMO, once the intermediate models for both FRR and RR are implemented on a large scale, at least 4/5 years are required before the implementation of a pan-European model in order to allow for observation, cost-benefit and risk analysis and implementation.“

Wenn der NCEB das Komitologie-Verfahren durchlaufen haben wird, wird er zwar nur einen recht allgemeinen Rahmen vorgeben; allerdings wird dieser dann die **Qualität einer EU-Rechtsverordnung** haben und damit für Netzbetreiber und Regelenergieanbieter rechtlich verbindlich sein. Wir gehen davon aus, dass sich auf der Basis dieses Netzkodex Ausgleichsenergie ein grenzüberschreitender Regelenergiemarkt entwickeln wird.

Möglicherweise wird dies nicht mit einem Mal alle Länder der EU umfassen, sondern zunächst auf **bestimmte Regionen beschränkt** sein. Denn ENTSO-E stellt selbst grundsätzlich in Frage, ob ein gesamteuropäischer Regelenergiemarkt auf der Grundlage einer „pan-European Common Merit Order (CMO)“ überhaupt ein wünschenswertes Ziel der Harmonisierung sein sollte. Auf dem im Rahmen dieser Studie veranstalteten Workshop haben die Marktteilnehmer diskutiert, dass die Errichtung eines regionalen Regelenergiemarkts, der beispielsweise die Märkte Deutschland und Österreich umfassen könnte, unabhängig von der Erarbeitung eines NCEB von den benachbarten ÜNB denkbar sei. Um den Regelenergieaustausch zwischen den DACH-Ländern unter Beteiligung von PSW zu fördern, wird es daher darauf ankommen, dass Deutschland, Österreich und die Schweiz hier in einer Region zusammenarbeiten, wobei die - falls die Schweiz die Vorgaben dieses Network Codes als verbindlich anerkennen möchte - die künftigen EU-Regelungen auch auf einer solchen regionalen Ebene entsprechend angewendet werden könnten.

Da die Swissgrid Mitglied im europäischen Netzwerk ENTSO-E ist, gelten nach dem Verständnis der ENTSO-E die Network Codes und damit auch der NCEB auch im Verhältnis zur

Schweiz.²⁵⁰ Dies ist allerdings umstritten. Nach Auffassung der Schweizer Regulierungsbehörde EICOM werden die Regelungen des Netzwerkcodes in der Schweiz keinen rechtsverbindlichen Charakter haben, sondern nur wie Branchendokumente des VSW oder wie die Fachnormen des UCTE Operation Handbook „berücksichtigt“ werden können, soweit sie im Einklang mit dem geltenden Schweizer Energierecht stehen.²⁵¹ Sollten diese Rechtsgrundlagen in ein **Energieabkommen** zwischen der Schweiz und der EU einbezogen werden, so würden sie allerdings rechtlich bindend. Daneben bestünde die Möglichkeit, dass die Schweiz EU-Recht durch sogenannten „**autonomen Nachvollzug**“ durch wörtliche Wiedergabe oder einen Verweis in einem nationalen Gesetzgebungsakt zur Geltung bringt. Hier muss dann geregelt werden, ob die in Bezug genommenen Regelungen auch spätere Änderungen oder Erweiterungen umfassen sollen, d.h. ob es sich um eine statische oder um eine dynamische Verweisung handeln soll. Auch könnte im bilateralen Abkommen vorgesehen werden, dass ein Gemischter Ausschuss aus EU-Organen und Organen der Schweiz im Einzelfall über die Übernahme von neuem Unionsrecht im Energiesektor entscheidet.²⁵²

c) Ergebnis und Handlungsempfehlung

Im Ergebnis ist daher aus rechtlicher Sicht offen, ob der gemäß dem NCEB ausgestaltete künftige grenzüberschreitende Regelenergiemarkt nicht nur Deutschland und Österreich, sondern auch die Schweiz einbeziehen würde. Da die ENTSO-E auf der Grundlage von EU-Verordnungen tätig wird und die Netzkodizes im Rahmen des unionsrechtlichen Komitologieverfahrens die Rechtsqualität von EU-Verordnungen erhalten, gehen wir davon aus, dass der Netzcode Electricity Balancing nicht ohne ein Energieabkommen oder weitere legislative Akte des Schweizer Gesetzgebers für die Schweiz rechtsverbindlich würde.

Um den grenzüberschreitenden Kurzfristhandel im Sinne des internationalen Einsatzes von PSW zu fördern, wäre es wünschenswert, dass der EU-Netzcode Electricity Balancing entweder über das geplante Energieabkommen zwischen der EU und der Schweiz oder über Schweizerische Gesetzgebung verbindlich gemacht würde. Die an dieser Studie beteiligten EU-Mitgliedstaaten Deutschland und Österreich sollten daher über die zuständigen EU-Gremien der Fortgang der Verhandlungen eines Energieabkommens mit der Schweiz unterstützen.

5. KAPAZITÄTSVERGABE AUF DER GRUNDLAGE LANGFRISTIGER VERTRÄGE

Im Rahmen des Workshops wurde die Frage aufgeworfen, ob langfristige Verträge über die Buchung von Grenzkuppelstellen den grenzüberschreitenden Handel von Regelenergie er-

²⁵⁰ Siehe ENTSO-E Response zu den ACER Draft Framework Guidelines on Electricity Balancing vom 22. Juni 2012, zu 4.5 („Scope of respective Network Codes“), S. 15.

²⁵¹ Näher hierzu der Vermerk „Rechtsnatur und wesentliche Inhalte von ENTSO-E Netzwerkcodes“ vom 1.3.2012 des Fachsekretariats der EICOM, abrufbar unter www.elcom.admin.ch.

²⁵² Wie vor, S. 4 des Vermerks der EICOM vom 1.3.2012.

leichtern könnten. Diesbezüglich stellt sich vor allem die Frage, ob solche langfristigen Verträge rechtlich zulässig wären.

a) Binnenmarktrichtlinie Strom

Die Binnenmarktrichtlinie Strom macht den nationalen Gesetzgebern hierzu keine Vorgaben. Sie sieht allerdings in Art. 3 Abs. 2 S. 3 die Möglichkeit vor, dass die Mitgliedstaaten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit Konzepte der langfristigen Planung vorsehen. Dies dürfte allerdings keinen rechtlich belastbareren Anhaltspunkt darstellen, um darauf Verträge über eine langfristige Kapazitätsbuchung zu stützen. Die Langfristigkeit der Planung bezieht sich vom Regelungskontext her eher darauf, dass aus der jeweiligen nationalen Sicht genügend Erzeugungskapazität vorgehalten wird.

b) StromhandelsVO

Die StromhandelsVO trifft ebenfalls keine explizite Regelung zu Verträgen über die langfristige Buchung von Kapazitäten. Diese sind im sektorspezifischen Regulierungsrecht grundsätzlich erlaubt. Für den Stromsektor gibt es, anders als für den Gassektor, auch keine aktuelle wissenschaftliche Diskussion über den Bestand etwaiger Altverträge und ihre Anerkennung durch die StromhandelsVO.²⁵³

c) Kartellrecht

Damit bleibt als Prüfungsmaßstab für langfristige Verträge über die Buchung von Grenzkupplkapazitäten nur das allgemeine Kartellrecht. Da das sektorspezifische Regulierungsrecht dem allgemeinen Kartellrecht vorgeht und Langfristverträge grundsätzlich zulässig sind, wäre kartellrechtlich nur zu prüfen, in welchen Fällen solchen Verträgen eine relevante wettbewerbsbeschränkende Wirkung zukommen könnte. Dies wurde für den Netzbereich vor einigen Jahren unter dem Stichwort des „Capacity Blocking“ für eigene Erzeugungsanlagen diskutiert. Allerdings hat sich diese spezielle Thematik durch die eigentumsrechtliche Entflechtung des Erzeugungsbereichs von den Höchstspannungsnetzen erledigt; die entsprechenden Verfahren der EU-Kommission in der Vergangenheit gegen E.ON und gegen CEZ wurden damals gegen Verpflichtungszusagen dahin gehend eingestellt, dass die betroffenen EVU Kraftwerkskapazitäten veräußern und das Höchstspannungsnetz eigentumsrechtlich entflechten mussten.²⁵⁴

Nach wie vor ist aber ein Behinderungsmissbrauch durch das Blocken von Übertragungskapazität durch Netznutzer denkbar, wenn diese Kapazität buchen, ohne diese für Transaktionen tatsächlich zu benötigen. Ob eine solche Fallgestaltung im Fall der Absicherung von

²⁵³ Zur parallelen Thematik der Langfristverträge im Gassektor siehe beispielsweise Kühling, Vortrag „Rechtliche Probleme langfristiger Kapazitätsbuchungen in der Gaswirtschaft“ am Institut für Energierecht an der Universität Köln, abrufbar unter http://www.uni-koeln.de/jur-fak/instenr/downloads/presentation_koelner_gespr_102009.pdf.

²⁵⁴ Siehe die Dokumentation der e.on zu den Verpflichtungszusagen gegenüber der EU-Kommission vom 26.4.2008 (Cases COMP/B-1/39.388 und 39.389), abrufbar unter http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39388/39388_1520_11.pdf.

Kapazitäten für Regenergie vorliegen würde, erscheint allerdings fraglich. Unter der Annahme, dass zwischen den im Einzelfall betrachteten Ländern ein grenzüberschreitender Stromlieferungsmarkt besteht,²⁵⁵ wäre durchaus eine Argumentation denkbar, dass Marktteilnehmer durch solche langfristigen Verträge den Wettbewerb behindern. Hier besteht unserer Einschätzung nach eine rechtliche Unsicherheit.

d) Ergebnis und Handlungsempfehlung

Es wäre denkbar, dass für die Zwecke der Regenergievermarktung Verträge über die langfristige Kapazitätsbuchung im sektorspezifischen Energieregulierungsrecht explizit zuzulassen. Dies könnte beispielsweise im Rahmen des Netzkodex Electricity Balancing geschehen, der ja bereits Regelungen für die Kapazitätsvergabe für Regenergie vorsieht. Diesen Punkt könnten die ÜNB über die ENTSO-E in die weiteren Abstimmungsrunden einbringen. Auch ist denkbar, dass die EU-Mitgliedstaaten Deutschland und Österreich dieses Thema vor die EU-Kommission bringen, die ja den Netzkodex letztendlich verabschieden wird. . Auch können wir im Rahmen dieser rechtlichen Studie naturgemäß dazu nicht Stellung nehmen, wie die wirtschaftlichen Effekte solcher langfristigen Kapazitätsverträge wären; hier wären aus Marktsicht Vor- und Nachteile abzuwägen.

III. GRENZÜBERSCHREITENDE VERMARKTUNG VON PSW-STROM AM GROSßHANDELSMARKT

In diesem Kapitel stellen wir die Rahmenbedingungen für die Teilnahme von PSW-Betreibern am internationalen Großhandelsmarkt für Strom dar. Diese ergeben sich grundsätzlich aus Unionsrecht; allerdings findet sich im Schweizer Recht eine Exportbeschränkung, die wir zunächst untersuchen.

1. NATIONALE VORGABEN (SCHWEIZER WASSERRECHT)

Im Verhältnis zwischen Deutschland und Österreich gibt es vor dem Hintergrund der unionsrechtlich garantierten **Warenverkehrsfreiheit** keine grundsätzliche rechtliche Beschränkung des grenzüberschreitenden Handels, und damit auch nicht für den Import und Export von in PSW erzeugtem Strom. Eine solche Beschränkung würde gegen Art. 34 AEUV verstoßen, der mengenmäßige Einfuhrbeschränkungen sowie alle Maßnahmen gleicher Wirkung zwischen den Mitgliedstaaten verbietet.

Hingegen findet sich im nationalen Schweizer Recht – im Wasserrecht – eine Bestimmung mit **außenwirtschaftsrechtlichem Charakter**, die den Export von Wasser und Elektrizität in das Ausland einschränkt, in dem er einem Bewilligungsvorbehalt unterstellt wird. So heißt es in Art. 8 WRG:

²⁵⁵ Monopolkommission, Gutachten 2011, http://www.monopolkommission.de/sq_59/s59_volltext.pdf

„Art. 8 WRG - Ableitung von Wasser oder elektrischer Kraft ins Ausland

Die Ableitung von Wasser und die Abgabe der aus einem Gewässer erzeugten elektrischen Energie ins Ausland bedarf der Bewilligung des Departementes.

Die Bewilligung soll nur erteilt werden, wenn das öffentliche Wohl durch die Ausfuhr nicht beeinträchtigt wird und nur so weit, als voraussichtlich das Wasser oder die elektrische Energie für die Zeit der Bewilligung im Inland keine angemessene Verwendung findet.

Sie wird auf bestimmte Dauer und unter den vom Departement festzustellenden Bedingungen erteilt, kann aber jederzeit aus Gründen des öffentlichen Wohls gegen Entschädigung widerrufen werden. Die Entschädigung bestimmt sich nach der Bewilligung oder, falls diese nichts darüber enthält, nach billigem Ermessen.“

Nach dieser Regelung könnte die Vermarktung von Strom aus in der Schweiz belegenen PSW nach Deutschland oder Österreich verhindert werden, wenn eine eventuell erforderliche Bewilligung versagt wird, oder Streit über das Erfordernis einer entsprechenden Bewilligung entstehen sollte. Diese Regelung stellt als spezielles Außenwirtschaftsrecht eine Einschränkung der Warenausfuhrfreiheit dar, die im EU-Recht nur aufgrund eines besonderen öffentlichen Interesses gerechtfertigt sein kann. Die Vereinbarkeit des Art. 8 WRG mit Unionsrecht wäre daher sehr fraglich und sollte daher explizit Gegenstand des bilateralen Abkommens Energie zwischen der Schweiz und der EU sein.

Unabhängig von dieser unionsrechtlichen Problematik im Zusammenhang mit Art. 8 WRG wirft die Anwendung dieser Vorschrift Fragen auf. Insbesondere der **Gewässerbegriff** ist klärungsbedürftig: Art. 8 WRG stellt nicht die Ableitung von Strom per se, sondern (nur) die Ableitung der „aus einem Gewässer“ erzeugten elektrischen Energie ins Ausland unter Vorbehalt der Bewilligung durch das Departement. Gemäß Art. 4 GSchG sind Gewässer oberirdische Gewässer, d.h. ein Wasserbett mit Sohle und Böschung sowie die tierische und pflanzliche Besiedlung, und unterirdische Gewässer, d.h. Grundwasser (einschl. Quellwasser), Grundwasserleiter, Grundwasserstauer und Deckschicht. Sofern diese Definition auch für Art. 8 WRG gelten würde, könnte Strom, der in einem PSW mit zwei künstlichen Becken oder unterirdischen Röhren ausgestattet ist - so dass kein Bezug des PSW-Wassers zum natürlichen (ober- oder unterirdischen) Wasserhaushalt besteht - nicht als aus einem Gewässer erzeugte elektrische Energie qualifiziert werden. Wird jedoch aus einem Gewässer (Fluss, See, etc.) Wasser in ein künstliches Becken/Röhren gepumpt, würde ein Bezug zum Wasserhaushalt bestehen. Wir gehen daher davon aus, dass die Anwendbarkeit dieser Vorschrift von den technischen Eigenschaften des betreffenden PSW abhängen würde.

Sollte ein Stromabkommen zwischen der EU und der Schweiz abgeschlossen werden, so wäre es ratsam, gleichzeitig im Schweizer Recht klarzustellen, dass Art. 8 WRG nicht auf die Vermarktung von Strom aus Schweizer PSW nach Deutschland oder Österreich anwendbar ist. Anderenfalls könnten sich diesbezüglich wegen allfälliger Streitigkeiten über die Reichweite der unionsrechtlichen Warenverkehrsfreiheit spezifische Handelshemmnisse für die Vermarktung von Strom aus in der Schweiz belegenen PSW ergeben, je nachdem, wie in der Praxis das Bewilligungsverfahren gehandhabt wird.

2. INTERNATIONALE VORGABEN

Es gibt keine spezifischen Vorgaben für den Handel mit PSW-Strom. Die Vermarktung von Strom aus PSW folgt den allgemeinen Regeln des Stromgroßhandels.

Strom aus PSW kann entweder über die **Strombörsen** oder auf der Basis **bilateraler Verträge** gehandelt werden (sogenannter „OTC“ (Over the Counter)-Handel). Angesichts der Fähigkeit von PSW zum zeitlich sehr flexiblen Einsatz stellen wir nachfolgend insbesondere die rechtlichen Rahmenbedingungen für den **Kurzfristhandel** am Spotmarkt dar, und hier insbesondere den Intraday-Markt.²⁵⁶ Denn insbesondere auf diesen Teilmärkten besteht für Betreiber von PSW ein wirtschaftliches Interesse daran, ihre Anlage grenzüberschreitend zu vermarkten. Würde dieser Vermarktungsweg grenzüberschreitend ohne Einschränkungen bestehen, so dürfte dies für Investoren einen ganz wesentlicher Anreiz darstellen, beispielsweise in PSW in Österreich und in der Schweiz zu investieren, mit dem Ziel, einen Teil des Pumpstroms grenzüberschreitend nach Deutschland zu vermarkten.

a) Standardprodukte

In Bezug auf Standardprodukte, insbesondere auf dem Day-ahead-Markt, haben wir keine rechtlichen Ansatzpunkte gefunden, die dem grenzüberschreitenden Handel mit Strom aus PSW grundsätzlich im Wege stehen. An jedem Tag der Woche führt die EPEX-Spot Stundenauktionen in den Marktgebieten Deutschland/Österreich und der Schweiz durch, wobei jeweils die 24 Stunden des Folgetags gehandelt werden können. Dabei bilden die Lieferorte in den Regelzonen der vier deutschen ÜNB und der österreichischen APG ein einheitliches Marktgebiet.

Die Diskussion mit ÜNB, Anlagenbetreibern und Händlern anlässlich des Workshops am 14.8.2013 beim BMWi hat allerdings ergeben, dass weniger die Rahmenbedingungen für den Handel mit Standardprodukten, sondern vielmehr die Rahmenbedingungen für die Kurzfristhandel aus der Sicht der PSW-Anlagenbetreiber von praktischem Interesse sind. Wir fokussieren die Analyse des Rechtsrahmens daher auf den grenzüberschreitenden Intraday-Handel.

b) Intraday-Produkte

Beim Intraday-Handel handelt es sich um ein Handelssegment, das in den vergangenen Jahren und Monaten erheblich an Bedeutung zugenommen hat. An diesem Markt können die Akteure sehr kurzfristig mit Lieferung an demselben Handelstag kaufen und verkaufen.²⁵⁷ Diente der Intraday-Handel ursprünglich dazu, Prognoseungenauigkeiten – z.B. durch unvorhergesehene Kraftwerksausfälle - nachträglich auszugleichen, hat der Intraday Handel

²⁵⁶ Darstellung der Handelssegmente bei Zenke/Schäfer/Maibaum, Energiehandel in Europa, 3. Aufl. 2012, § 14 Rz. 24 ff.

²⁵⁷ Zum Intraday-Handel wie vor, § 14, Rz. 33. In Deutschland ist der Intraday-Handel in §§ 5 Abs. 2 und 3 StromNZV sowie durch die zum Standardbilanzkreisvertrag ergangene Festlegung der BNetzA (Beschluss vom 29.06.2011 – BK6-06-013) geregelt.

heute angesichts des steigenden Anteils an volatiler Einspeisung von Wind- und Solarstrom eine grundsätzliche Ausgleichsfunktion übernommen. Hierzu hat der Markt ein Verfahren entwickelt, in dem über einen sogenannten „kontinuierlichen Handel“ auch nach dem Ende des „Day-ahead-Marktes“ ein Handel im Viertelstundentakt möglich ist, um Bilanzabweichungen und damit den Einsatz von Regelenergie zu vermeiden. Sogar der Ausgleich von Bilanzabweichungen am sogenannten „Yesterday-Markt“ ist möglich.²⁵⁸ Wegen der Möglichkeit von PSW zur flexiblen Einsatzsteuerung - je nach technischer Auslegung der Anlage - ist dieser Kurzfristmarkt für PSW-Betreiber von hohem wirtschaftlichem Interesse.

Die hier betrachteten Strommärkte der DACH-Länder zählen zu den Marktgebieten der EPEX-Spot, und zwar sowohl für den Day-Ahead-Markt als auch für den Intraday-Markt. Am Day-Ahead-Markt der EPEX nehmen Österreich seit April 2004 und die Schweiz seit Dezember 2006 teil.²⁵⁹ Im April 2012 haben die APG und die EPEX-SPOT ihre Zusammenarbeit vertieft. EPEX-SPOT hat in der österreichischen Regelzone der APG einen Intraday-Markt eröffnet, der zwar als eigenständiger Markt eingerichtet wurde, aber von Anfang an durch eine Schnittstelle von APG mit dem deutschen und französischen Intraday-Markt verbunden wurde. Darüber hinaus wurden für den Intraday-Handel auf dem österreichischen Markt dieselben Handelssysteme und Regeln eingeführt wie im deutschen und französischen Marktgebiet.²⁶⁰ Unabhängig davon blieben die bereits existierenden Mechanismen für die Nominierung grenzüberschreitender Fahrpläne bestehen. Die lokalen und grenzüberschreitenden Handelsschlusszeiten an der Strombörse sollen so weit wie möglich synchronisiert werden.

Der Intraday-Handel ist ein stark wachsendes Segment, das nach der Darstellung der EPEX-SPOT in 2013 im Durchschnitt bereits 13% des Gesamtvolumens des Börsenhandels ausmacht. An der Epex-Spot können Intraday-Kontrakte kontinuierlich bis 45 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden. Viertelstundenprodukte gibt es bislang nur auf den nationalen Märkten. Daraus lässt sich entnehmen, dass sich in der Praxis der Intraday-Handel zur Zeit laufend weiterentwickelt; rechtliche Handelshemmnisse grundsätzliche Art sehen wir nicht.

Der EU-Kommission kommt mit Blick auf den grenzüberschreitenden Stromhandel allerdings die Aufgabe zu, dass die Strombörsen im Rahmen der für die Marktkopplungsprojekte zulässigen Zusammenarbeit keine wettbewerbswidrigen Praktiken verfolgen.²⁶¹ Dass die EU-Kommission diese Aufgabe ernst nimmt, zeigt sich beispielsweise an dem im Dezember 2012 gegen die rumänische Strombörse OPCOM S.A. und ihre Muttergesellschaft CNTEE Transelectrica S.A. eingeleiteten Verfahren wegen der Diskriminierung ausländischer Händler und damit eines Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung im Sinne des Art. 102

²⁵⁸ Siehe hierzu die Ausführungen auf der Website der Spot-Ex GmbH, www.spot-ex.de.

²⁵⁹ Präsentation „EPEX SPOT - Die europäische Spot-Strombörse“, abrufbar unter www.epexspot.com.

²⁶⁰ Pressemitteilung der APG und der EPEX-SPOT vom 16.4.2012, abrufbar unter www.apg.at.

²⁶¹ Mitteilung der Kommission „Ein funktionierender Energiebinnenmarkt“ vom 15.11.2012, com (2012) 553 final, S. 5.

AEUV und Art. 54 des Abkommens über den Europäischen Wirtschaftsraum.²⁶² Bereits zuvor hatte die EU-Kommission Strombörsen in mehreren EU-Staaten wegen des Verdachts auf Absprachen kontrolliert.²⁶³ Diese kartellrechtliche Kontrolle gewährleistet aber nur den allgemeinen Rahmen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

c) Verfahrensregeln der ÜNB gemäß ENTSO-E Operation Handbook

Die Art und Weise, wie die ÜNB grenzüberschreitend kooperieren, setzt dem grenzüberschreitenden Handel von Kurzfristprodukten Grenzen. Vorgaben für die internationale Zusammenarbeit der ÜNB enthält das ENTSO-E-Operation Handbook.²⁶⁴ Bei diesen Regelungen handelt es sich um ein von den ÜNB im Rahmen der Zusammenarbeit innerhalb der UCTE selbst entwickeltes Regelwerk, nach dem die grenzüberschreitende Zusammenarbeit im europäischen Verbundnetz organisiert wird. Das Handbook enthält eine Sammlung von Empfehlungen für die Zusammenarbeit, betreffend die technischen und organisatorischen Regeln zur Durchführung des internationalen Stromaustauschs, mit dem Ziel, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. In der Einleitung zum Operation Handbook heißt es unter B.:

“This Operation Handbook therefore serves as the reference (“legislation”) for the grid operation by the TSOs and guarantees the UCTE’s quality and reliability standards. (...) The Operation Handbook sets standards for the essential requirements and capabilities regarding generation that contribute to the operation of the grid by the TSOs.

Obwohl hier sogar der Ausdruck “legislation” gebraucht wird, handelt es sich bei diesem Handbuch nicht um rechtlich bindende Regelungen. Die ÜNB, die in der UCTE zusammenarbeiten, haben sich allerdings im Rahmen ihrer UCTE-Mitgliedschaft verpflichtet, diese Regelungen einzuhalten. So ist in der Einleitung unter B. bestimmt:

*“**Liability.** Following the Articles of Association of the UCTE, as they have been signed by all members, the standards and recommendations of the Operation Handbook were developed as binding for all members (including associated members) of the UCTE and their operation of the grid.”*

Aus rechtlicher Sicht stellt sich hier zunächst die Frage, ob die Regelungen des Operation Handbook mit dem unionsrechtlichen Rahmen vereinbar sind. Würden sie Marktbehinderungen festschreiben, könnten sie kartellrechtlich zu überprüfen sein. Denn die ÜNB verfügen auf dem Markt für den grenzüberschreitenden Netzbetrieb über eine marktbeherrschende Stellung. Auch diese Frage können wir hier nicht vertiefen; dies würde eine gesonderte kar-

²⁶² Pressemitteilung der EU-Kommission vom 30. Mai 2013, IP/13/486, Eröffnung des Prüfverfahrens im Dezember 2012.

²⁶³ Pressemitteilung der Handelszeitung „Kartellverdacht - Razzien bei europäischen Strombörsen“ vom 7.2.2012, abrufbar unter www.handelszeitung.ch.

²⁶⁴ ENTSO-E Operation Handbook – Version März 2009

tellrechtliche Untersuchung erfordern, die über das Thema der PSW-Studie hinausgehen würde. Es könnte allerdings von Interesse sein, die Handlungsweisen der ÜNB auf der Basis dieser Operation Handbooks in dieser Hinsicht empirisch zu überprüfen. Sollten hier Handelshemmnisse aufgedeckt werden, so könnten die ÜNB diese Regelungen selbstverständlich weiterentwickeln, um die Möglichkeiten des grenzüberschreitenden Stromaustauschs zu erweitern.

Sollten sich beispielsweise die derzeit praktizierten zeitlichen Abläufe (siehe etwa Appendix 2: Scheduling and Accounting des Operation Handbook) den grenzüberschreitenden Kurzfristhandel hemmen, so könnten die ÜNB die Art und Weise ihrer Zusammenarbeit selbstverständlich so abändern, dass diese möglichen Handelshemmnisse beseitigt werden. Konkrete rechtliche Vorgaben, wie die Abstimmungsprozeduren auszusehen haben, gibt es nicht. Die ÜNB haben sich lediglich von dem allgemeinen energieregulierungsrechtlichen und auch kartellrechtlichen Prinzip leiten zu lassen, dass der Marktzugang diskriminierungsfrei abgewickelt werden muss. Die Leitlinien hierfür gibt es bereits; sie sind, wie oben dargestellt, in der StromhandelsVO enthalten.

Rechtlich durchsetzbare Pflichten der ÜNB im Verhältnis zueinander dürfte das Operation Handbook allerdings nicht enthalten; erst recht nicht Rechte und Pflichten im Verhältnis zwischen ÜNB und (PSW)-Erzeugern. Solche können nur insoweit bestehen, als sie sich entweder unmittelbar aus Unionsrecht ergeben, oder als sie auf bilateralen oder multilateralen Verträgen beruhen, die einzelne ÜNB miteinander und/oder mit Erzeugern abgeschlossen haben. Solche internationalen Vereinbarungen zwischen den Marktteilnehmern sind nicht öffentlich zugänglich. Unserer Kenntnis nach gibt es neben den Vereinbarungen über die Netzregelverbände (dazu sogleich näher unten) insbesondere Verträge, die die Zusammenarbeit – d.h. den Austausch von Strommengen – in Notfällen regeln. Über solche Verträge besichern etwa die ÜNB die vorzuhaltenden Reservekapazitäten. Einzelheiten können wir hier nicht darstellen. Für die Zwecke dieses Gutachtens ist nur festzuhalten, dass die Regeln, die sich die ÜNB im Rahmen des UCTE-Operation Handbooks selbst gegeben haben, im Verhältnis der ÜNB untereinander nicht rechtlich bindend sind.

d) Rechtlicher Anpassungsbedarf und Handlungsempfehlung

Wir empfehlen die Fortsetzung des Dialogs mit den ÜNB in D, A und CH darüber, wie und in welchem Zeitraum mögliche abwicklungstechnische Handelshemmnisse, die auf den Abläufen gemäß des UCTE Operation Handbook beruhen, ausgeräumt werden können. Beispiel: Zwischen Deutschland und Österreich ist wegen der zeitlichen Vorlaufzeiten für die grenzüberschreitende Abwicklung von Handelstransaktionen nach dem Operation Handbook kein ¼-Stunden-Handel möglich. Hier wäre zu ermitteln, aus welchen (technischen) Gründen diese Fristen (derzeit) nicht verkürzt werden können, und ob eine Fortentwicklung aus rechtlicher Sicht z.B. durch Anreize in der Investitionsregulierung unterstützt werden könnte. So könnte beispielsweise eine europaweite Pflicht der ÜNB, den 1/4-Stunden-Handel grenzüberschreitend zu ermöglichen, zu einer Anerkennung von Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar gem. § 11 ARegV führen. Eine solche Regelung könnte systematisch z.B. in Netzkodizes zur Interoperabilität der Netze (Art. 8 Abs. 6 lit. e) StromhandelsVO) oder zu den Regeln für den Handel in Bezug auf die technische und operative Bereitstellung der Netzzu-

gangsdienste und den Austausch von Ausgleichsenergie zwischen den Netzen (Art. 8 Abs. 6 lit. h) StromhandelsVO) angesiedelt werden.

Ein etwaiger über europäische Prozesse erfolgender Neuzuschnitt der derzeitigen Stromgebotszonen in Europa würde, soweit er zu Veränderungen dann auch bei der bisher einheitlichen Stromgebotszone Deutschland-Österreich führt, Auswirkungen auch auf die grenzüberschreitende Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken zwischen diesen beiden Ländern haben. Entsprechende Folgen wären daher vertieft zu untersuchen und in die dann vor einem solchen Schritt notwendige Gesamtbewertung mit einzubeziehen.

Eine vollständige Darstellung des derzeit v.a. im Kontext der Beratungen zum sogenannten CACM-Netzkodex in Brüssel diskutierten Rechtsrahmens sowie möglicher wirtschaftlicher Vor- und Nachteile eines Neuzuschnitts von Stromgebotszonen ist im Rahmen der vorliegenden (rechtlichen) Untersuchung zu PSW nicht möglich. Entsprechendes gilt für die Frage, welche Vor- und Nachteile ein solcher Schritt für einzelne oder die Gesamtheit bestehender und möglicher zukünftiger PSW in den betroffenen Ländern voraussichtlich hätte.

IV. Grenzüberschreitende Vermarktung von PSW-Strom am Systemdienstleistungsmarkt

Für PSW ist insbesondere eine Teilnahme an den Regelenergiemärkten von Interesse. Die Diskussion anlässlich des Workshops am 14.8.2013 hat gezeigt, dass PSW-Betreiber und ÜNB aus ihre spezifischen Sicht, aber auch aus einer länderbezogenen Betrachtung, das Potenzial einer Vermarktung von PSW-Strom am Regelenergiemarkt, insbesondere am Markt für Sekundärregelenergie zwar unterschiedlich einschätzen, aber diesen Vermarktungsweg gerade grenzüberschreitend grundsätzlich für wirtschaftlich interessant halten.

Für PSW ist insbesondere eine Teilnahme an den Regelenergiemärkten von Interesse. Die Diskussion anlässlich des Workshops am 14.8.2013 hat gezeigt, dass PSW-Betreiber und ÜNB aus ihre spezifischen Sicht, aber auch aus einer länderbezogenen Betrachtung, das Potenzial einer Vermarktung von PSW-Strom am Regelenergiemarkt, insbesondere am Markt für Sekundärregelenergie zwar unterschiedlich einschätzen, aber diesen Vermarktungsweg gerade grenzüberschreitend grundsätzlich für wirtschaftlich interessant halten.

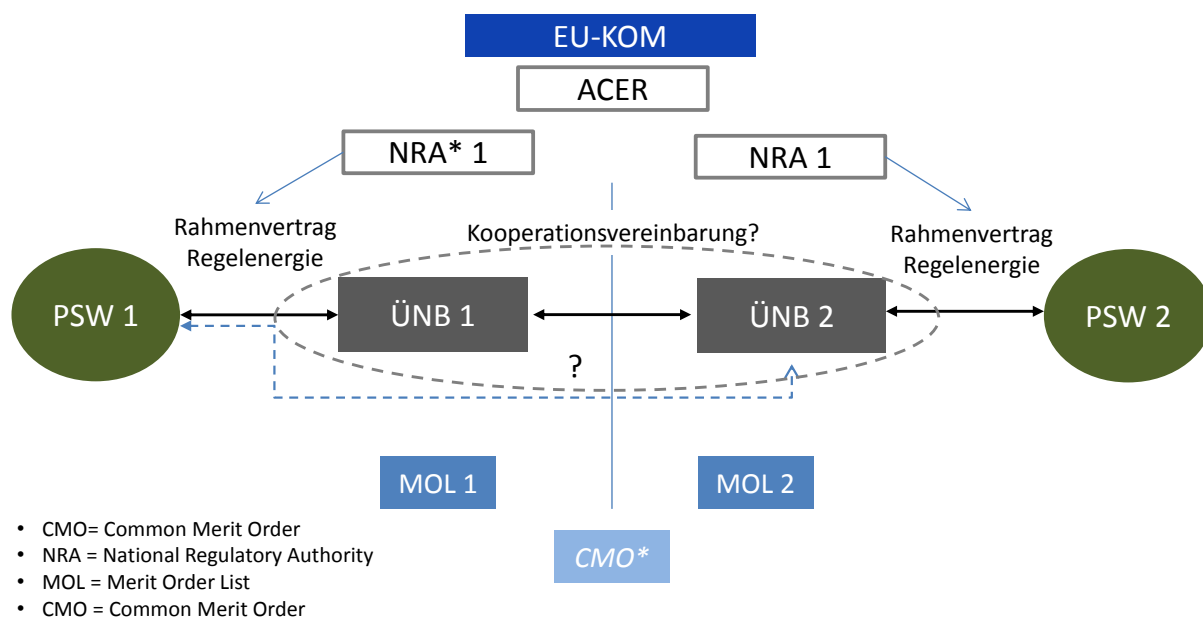
Die Vermarktung möglicher weiterer Systemdienstleistungen, wie etwa von Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit oder dem Inselbetrieb, lassen wir in der nachfolgenden Untersuchung außer Betracht. Hierzu gibt es keine spezifischen regulatorischen Vorgaben, die denjenigen für die Regelenergiemärkte vergleichbar sind.

1. MODELLE EINES „REGELENERGIEIMPORTS“

Dem Anbieter von Regelenergie und damit auch einem PSW-Betreiber stehen grundsätzlich zwei Wege zur Verfügung, um den erzeugten Strom im Regelenergiemarkt des Nachbarlandes zu vermarkten. Dies liegt darin begründet, dass Käufer der Regelenergie und damit Vertragspartner des Anbieters immer ein ÜNB ist. Dies kann (theoretisch) entweder der ÜNB sein, in dessen Regelzone das PSW an das Netz angeschlossen ist, oder auch ein ÜNB des

Nachbarlandes, in dessen Regelzone die Energie angeboten werden soll. Wollte ein PSW-Betreiber als Anbieter von Regelenergie unmittelbar am Regelenergiemarkt des benachbarten Landes teilnehmen, müsste er sich dort präqualifizieren und mit dem dortigen regelzonenführenden ÜNB einen Vertrag über die Regelenergievermarktung abschließen.

Alternativ käme auch die Vermarktung der in einem Land produzierten Regelenergie über eine grenzüberschreitende Vermarktungsplattform beider beteiligten Länder in Betracht. Hier würden dann die benachbarten ÜNB kooperieren und Angebote aus beiden Ländern in eine gemeinsame Merit-Order-Liste einstellen. Im Rahmen eines solchen „TSO-TSO“-Modells würde der Regelenergieanbieter wie gewohnt die Regelenergie dem ÜNB anbieten, in dessen Regelzone seine Anlage an das Netz angeschlossen ist. Die ÜNB würden dann kooperieren, um die grenzüberschreitende Regelenergievermarktung abzuwickeln. Die nachfolgende Darstellung zeigt schematisch am Beispiel für zwei benachbarte Länder, wie die grenzüberschreitende Vermarktung von PSW-Strom in diesen beiden Modellen ablaufen würde:



Quelle: Eigene Darstellung GÖRG

Nach dem Netzkodex Electricity Balancing soll das „TSO-TSO-Modell“ Grundlage für die Entwicklung eines grenzüberschreitenden Regelenergiemarkts sein. Dieses Modell ließe sich am ehesten in einem internationalen Netzregelverbund verwirklichen, etwa vergleichbar dem Netzregelverbund der vier deutschen ÜNB, so wie ihn die Bundesnetzagentur zum 31. Mai 2010 angeordnet hatte.²⁶⁵

²⁶⁵ BNetzA Beschluss_BK6-08-111 vom 16.03.2010 „Festlegung zum Einsatz von Regelenergie“:

Nachfolgend betrachten wir am Beispiel des deutschen Rechts zunächst die Voraussetzungen für eine unmittelbare, grenzüberschreitende Teilnahme am Regelenergiemarkt des Nachbarlands. Hierzu stellen wir kurz die von den ÜNB unter www.regelleistung.net veröffentlichten Bedingungen für die Teilnahme am Markt für Sekundärregelenergie dar und prüfen, inwieweit nach diesem Regelwerk eine grenzüberschreitende Teilnahme Regelenergiemarkt vorgesehen ist.

Ergänzend gehen wir der Frage nach, ob - für den Fall, dass ein ÜNB einen Regelenergieanbieter aus einem Nachbarland trotz Erfüllung der technischen Voraussetzungen nicht präqualifizieren würde - ein kartellrechtlicher Anspruch auf Präqualifizierung und damit auf Durchführung eines Regelenergieimports bestehen könnte. Anschließend stellen wir den Stand der unionsrechtlichen Vorgaben zum TSO-TSO-Modell dar, sowie die bestehenden internationalen Netzregelverbände, soweit die DACH-Länder hieran beteiligt sind.

2. RECHTLICHER RAHMEN FÜR DIE GRENZÜBERSCHREITENDE TEILNAHME AM REGELENERGIEMARKT

a) Nationale Anforderungen für die grenzüberschreitende Teilnahme am Regelenergiemarkt

aa) Unterschiedliche Ausgestaltung der Regelenergiemärkte in den DACH-Ländern

Die Regelenergiemärkte sind in den DACH-Ländern unterschiedlich ausgestaltet. Dieser Zustand „nicht-harmonisierter nationaler Systeme“ ist Grund dafür, dass die Entwicklung eines gemeinsamen, grenzüberschreitenden Systems der Regelenergievermarktung eine gewisse Zeit benötigen wird.

Nachstehend betrachten wir nur exemplarisch die Regelungen des deutschen Energierechts, in dem die Verfahrensweisen für die Regelenergiebeschaffung in § 22 EnWG sowie in den §§ 6 ff. StromNZV geregelt sind. Diese gesetzlichen Vorgaben sind durch umfangreiche Festlegungen der BNetzA konkretisiert worden, die sich für die Minutenreserve beispielsweise auf die Mindestausschreibungsgrößen und auf die von den Anbietern zu erfüllenden Voraussetzungen beziehen.²⁶⁶ Daneben hatte sich die BNetzA auch mit Spezialthemen befasst, etwa mit Sonderregelungen für die regelzoneninterne Beschaffung negativer Sekundärregelleistung.²⁶⁷ Unter Berücksichtigung dieser und weiterer regulatorischer Entscheidungen haben die ÜNB ein Verfahren für die Ausschreibung von Regelenergie entwickelt, dessen Voraussetzungen für alle Marktteilnehmer transparent auf der Webseite www.regelleistung.net veröffentlicht sind.

²⁶⁶ Siehe BNetzA, Beschluss vom 18.10.2011 - BK6-10-099, abrufbar auf der Website der BNetzA www.bnetza.de.

²⁶⁷ BNetzA, Beschluss vom 10.5.2010 - BK6-10-037.

bb) Beispiel: Voraussetzungen für die Präqualifikation zur Erbringung von Sekundärregelleistung

Das Verfahren lässt sich wie folgt kurz zusammenfassen: Nach dem Transmission Code der deutschen ÜNB von 2007 müssen Anbieter von Regelenergie technische und organisatorische Mindestanforderungen erfüllen und diese dem ÜNB im Rahmen einer Präqualifikation nachweisen.²⁶⁸ Diese Präqualifikation von technischen Anlagen in einer Regelzone führt der jeweilige Anschluss-ÜNB durch.²⁶⁹ Der Netzregelverbund bringt es mit sich, dass die bei dem Anschluss-ÜNB präqualifizierten Anlagen auch für die Erbringung von Regelenergie in einer anderen Regelzone genutzt werden dürfen. Im Anschluss an die Präqualifikation schließt der Anlagenbetreiber mit dem ÜNB einen Rahmenvertrag über die Vorhaltung und Erbringung von Sekundärregelenergie ab, der Details zur Vergabe, zum Abruf und zur Abrechnung enthält. In informationstechnischer und organisatorischer Sicht müssen die Regelenergieanbieter besondere Anforderungen erfüllen, die es ermöglichen, dass der Abruf der gesamten Sekundärregelleistung in beide Regelrichtungen in maximal 5 Minuten zur Verfügung steht.

Explizite Aussagen zu Teilnahme von Anbietern aus Regelzonen benachbarter Länder enthält der TransmissionCode nicht. Allerdings findet sich im Muster-Rahmenvertrag der ÜNB in der Präambel folgender Hinweis mit Blick auf den Regelenergieimport:

„Für die Vorhaltung und Erbringung der Sekundärregelleistung können in der Regel nur technische Einheiten eingesetzt werden, die sich im deutschen Regelblock befinden. Technische Einheiten in einem ausländischen Regelblock können nur dann für die deutschen ÜNB Sekundärregelleistung erbringen, wenn zwischen den deutschen ÜNB mit dem zuständigen ausländischen ÜNB entsprechende Kooperationen unter Berücksichtigung des ENTSO-E Operation Handbook bestehen.

Zur Erbringung von Sekundärregelleistung müssen die Technischen Einheiten des Anbieters präqualifiziert und leittechnisch an die Leistungs-Frequenzregelung des Anschluss-ÜNB angebunden sein (...).“

Damit knüpfen die geltenden Verfahrensregelungen, bei denen es sich nicht um rechtliche bindende Normen handelt, die Möglichkeit eines Regelenergieimports erstens an eine Kooperation der beteiligten ÜNB, und zweitens an die Erfüllung der erforderlichen technischen Vorgaben. Unter der Prämisse, dass die technischen Voraussetzungen - in welchem Zeitrahmen realistischer Weise - auch immer - erfüllbar sind, stellt sich die Frage, ob ein Anbieter von Regelenergie geltend machen könnte, dass die ÜNB zu einer entsprechenden Kooperation möglicherweise rechtlich verpflichtet sind.

Eine solche spezifische Rechtspflicht der ÜNB können wir nicht erkennen. Wie bereits oben gezeigt, bestehen nach der der Binnenmarktrichtlinie Strom (Art. 6) und der StromhandelsVO (z.B. Art. 8 und Art. 12) allgemeine Zusammenarbeitspflichten der ÜNB, um einen diskriminierungsfreien Netzzugang auch grenzüberschreitend zu ermöglichen. Diese Zusammenar-

²⁶⁸ TransmissionCode 2007, Anhang D2 Teil 1, unter Ziff. 1 (Einleitung).

²⁶⁹ TransmissionCode 2007, Anhang D2 Teil 1, Ziff. 2.2.1.

beitspflicht erfüllen die ÜNB gegenwärtig im Rahmen der ENTSO-E, in dem sie Netzkodizes insbesondere zum Electricity Balancing und zur Capacity Allocation erarbeiten. Einen Rechtsanspruch auf Beschleunigung dieser Zusammenarbeit sehen wir nicht.

cc) Vereinbarkeit der nationalen Vorgaben mit Unionsrecht

Die dargestellten Regelungen sind auch grundsätzlich mit dem Unionsrecht vereinbar. Prüfungsmaßstab ist die StromhandelsVO. Der Umstand, dass der deutsche Mustervertrag für die Teilnahme von Regelenergieanbietern aus ausländischen Regelzonen auf eine Kooperation der ÜNB verweist, entspricht den Vorgaben der StromhandelsVO, die gerade diese Kooperation der ÜNB anordnet.

Netznutzer und damit auch Betreiber von PSW haben lediglich einen Anspruch auf Einhaltung eines diskriminierungsfreien Verfahrens zur Vergabe von Grenzkuppelkapazitäten. Dies kann nur im Einzelfall begutachtet werden. So wäre etwa denkbar, dass ein ÜNB einem bestimmten Anbieter eine außerordentlich lange Bearbeitungszeit einer Präqualifikationsanfrage zumutet, obwohl hierfür kein sachlicher Grund besteht.

b) Unionsrechtlicher Rahmen

aa) Binnenmarktrichtlinie Strom

Die Binnenmarktrichtlinie Strom regelt das Verfahren der Regelenergiebeschaffung nicht. Sie statuiert nur das allgemeine Ziel, in der Gemeinschaft „für die Integration von durch Wettbewerb geprägten Strommärkten“ zu sorgen (Art. 1). Auch sollen die Mitgliedstaaten wirtschaftliche Anreize dafür schaffen, dass die Zusammenarbeit der ÜNB auf regionaler Ebene gefördert und vereinfacht wird, auch in grenzüberschreitenden Angelegenheiten (Art. 6 Abs. 1 S. 2). Zu den Instrumenten, mit denen dies erreicht werden kann, gehört die Förderung der Kohärenz ihrer Rechtsvorschriften, des Regulierungsrahmens und des technischen Rahmens.

bb) StromhandelsVO

Die StromhandelsVO enthält selbst keine rechtlichen Vorgaben zur Teilnahme von Erzeugern und damit auch von Betreibern von PSW am Regelenergiemarkt. Sie sieht aber vor, dass ENTSO-E im Rahmen eines Netzkodex Regeln für den Austausch von Ausgleichsenergie²⁷⁰ erarbeiten soll (Art. 8, Abs. 6 lit. h und j.). Ziel solcher gemeinsamer Regelungen ist die Harmonisierung der nationalen Verfahren zur Förderung der (europäischen) Marktintegration.

²⁷⁰ Nach der Terminologie des deutschen Energierechts ist mit „Ausgleichsenergie“ nach der StromhandelsVO „Regelenergie“ (i.S.d. § 22 Abs. 2 EnWG, § 6 Abs. 1 StromNZV) gemeint, da gem. § 8 Abs. 2 S. 2 StromNZV mit „Ausgleichsenergie“ nur die Abrechnungsposition bezeichnet wird, die der ÜNB dem Bilanzkreisverantwortlichen im Falle von Bilanzabweichungen in Rechnung stellt.

Auf dieser Grundlage wird derzeit der Netzkodex Electricity Balancing erarbeitet, der seit 2012 im Entwurf vorliegt. Er soll Leitlinien zur Koordinierung, Harmonisierung und zur schrittweisen Integration der Regelenergiemärkte, mithin auch zum grenzüberschreitenden Austausch von Systemdienstleistungen enthalten. Dieser Netzkodex soll im Laufe des Jahres 2014 das Komitologieverfahren durchlaufen und in 2015 in Kraft treten. Er wird im Rahmen des Komitologieverfahrens für verbindlich erklärt werden und hierdurch die Rechtsqualität einer unionsrechtlichen Rechtsverordnung mit unmittelbarer Rechtswirkung bekommen.

cc) EU-Kartellrecht

Nach gegenwärtiger Praxis nehmen PSW-Betreiber (noch) nicht als Anbieter von Regelenergie in den Nachbarländern teil. Es gibt allerdings keine rechtlichen Vorgaben dazu, dass eine solche grenzüberschreitende Vermarktung von Regelenergie eingeschränkt ist oder gar unzulässig sein könnte. Nachfolgend prüfen wir daher, ob dem Betreiber eines PSW gegen einen ÜNB des Nachbarlandes ein Anspruch auf grenzüberschreitende Präqualifikation als Regelenergieanbieter zustehen könnte. Ein solcher Anspruch könnte sich aus dem Kartellrecht der Union ergeben. Die nachfolgende Darstellung bezieht sich nur auf das Verhältnis zwischen den EU-Mitgliedstaaten Österreich und Deutschland. Auf dem Gebiet des Kartellrechts würde die Schweiz nicht über das Energieabkommen einbezogen werden, sondern über gesonderte Kooperationsabkommen auf dem Gebiet des Kartellrechts zwischen der Europäischen Union und der Schweiz.²⁷¹ Diese Thematik der kartellrechtlichen Kooperation kann hier nicht weiter vertieft werden.

Würde beispielsweise ein ÜNB einem PSW-Betreiber eines Nachbarlandes die Präqualifikation verweigern, obwohl dieser die technisch notwendigen Fähigkeiten nachgewiesen hat, könnte dies einen Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung gemäß Art. 102 S. 1 AEUV darstellen. An dieser Stelle der rechtlichen Prüfung unterstellen wir, dass die Einhaltung der technischen Voraussetzungen möglich ist.

Nach Art. 102 AEUV ist die missbräuchliche Ausnutzung einer beherrschenden Stellung auf dem Binnenmarkt oder auf einem wesentlichen Teil desselben durch ein oder mehrere Unternehmen mit dem Binnenmarkt unvereinbar und verboten, soweit dies dazu führen kann, den Handel zwischen den Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen.

(1) Verhältnis sektorspezifische Regulierung zum Kartellrecht

Durch mitgliedstaatliches Recht kann zwar die Anwendung des nationalen Wettbewerbsrechts innerhalb des Anwendungsbereichs des Sektorenrechts ausgeschlossen werden, so wie dies § 111 Abs. 1 EnWG für das deutsche Wettbewerbsrecht vorsieht. Die Anwendbarkeit des höherrangigen Gemeinschaftsrechts bleibt jedoch unberührt. Auch durch den se-

²⁷¹ So wurde im Mai 2013 zwischen der EU und der Schweiz ein Abkommen über die Zusammenarbeit im Wettbewerbsbereich unterzeichnet, siehe http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-444_de.htm.

kundärrechtlichen europarechtlichen Regulierungsrahmen kann Art. 102 AEUV als Primärrecht nicht in seiner Anwendung beschränkt werden.²⁷²

(2) Keine Ausnahme der Anwendung der Wettbewerbsregeln

Zunächst wäre der Anwendungsbereich der Wettbewerbsregeln nicht nach Art. 106 Abs. 2 AEUV ausgeschlossen. Nach Art. 106 Abs. 2 S. 1 AEUV gelten zwar für Unternehmen, die mit Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse betraut sind oder den Charakter eines Finanzmonopols haben, die Vorschriften der Verträge, insbesondere die Wettbewerbsregeln nur, soweit die Anwendung dieser Vorschriften nicht die Erfüllung der ihnen übertragenen besonderen Aufgabe rechtlich oder tatsächlich verhindert. Es ist aber nicht ersichtlich, inwieweit die Präqualifikation eines ausländischen PSW-Betreibers die Tätigkeit eines ÜNB in diesem Sinne verhindern würde.

(3) Marktbeherrschende Stellung

Dem angefragten ÜNB müsste auf dem Binnenmarkt oder einem wesentlichen Teil desselben eine marktbeherrschende Stellung zukommen. Ein Unternehmen hat eine marktbeherrschende Stellung, wenn seine Machtstellung es ihm erlaubt, die Aufrechterhaltung wirksamen Wettbewerbs auf dem relevanten Markt zu verhindern, indem sie ihm die Möglichkeit verschafft, sich seinen Konkurrenten, Abnehmern bzw. Verbrauchern gegenüber in nennenswertem Umfang unabhängig zu verhalten. Eine völlige Ausschaltung des Wettbewerbs ist nicht erforderlich.²⁷³

Dafür ist der Markt zu ermitteln, auf dem das Unternehmen eine beherrschende Position haben soll.²⁷⁴ Zu einem Markt werden in **sachlicher oder gegenständlicher Hinsicht** grundsätzlich nur solche Produkte oder Dienstleistungen gerechnet, die für die Marktgegenseite ohne weiteres austauschbar sind und zwar nicht nur aufgrund ihrer objektiven Merkmale, sondern auch aufgrund der Wettbewerbsbedingungen sowie der Struktur der Nachfrage und des Angebots des betreffenden Marktes.²⁷⁵ In Bezug auf Regelenergie haben die ÜNB in jedem hier betrachteten Land ein Nachfragemonopol inne. Sie benötigen Regelenergie für die Aufrechterhaltung der Netzfrequenz. Weitere Nachfrager von Regelenergie gibt es nicht.²⁷⁶ Es gibt auch keine weiteren Verwendungsmöglichkeiten für Regelenergieprodukte.

Die Vermarktung von Regelenergie ist auch nicht Bestandteil des Erstabsatzmarktes für Strom.²⁷⁷ Angebot und Nachfrage von Regelenergie unterliegen einer Reihe von Besonder-

²⁷² Wolf, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 2. Aufl. 2010, Art. 102, Rn. 28.

²⁷³ Weiß, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 4. Aufl. 2011, Art. 102, Rn. 7.

²⁷⁴ Weiß, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 102, Rn. 5.

²⁷⁵ Emmerich, in: Dausen, EU-Wirtschaftsrecht, 31. Egl. 2012, Art. 102 AEUV, Rn. 15.

²⁷⁶ Für das Marktgebiet der Bundesrepublik Deutschland: Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, Januar 2011, S. 71.

²⁷⁷ Entscheidung der Kommission vom 26.11.2008, COMP/39.388 und COMP/39.389, „Deutscher Stromgroßhandelsmarkt und Deutscher Regelenergiemarkt“, ZNER 2009, 69, 73, Rn. 54; Emmerich, in: Dausen, EU-Wirtschaftsrecht, Art. 102 AEUV, Rn. 19.

heiten, die für einen eigenständigen Markt sprechen, insbesondere, weil bei der Regelenergie der Sache nach die Vorhaltung der Kapazität vermarktet wird, während Gegenstand des Stromgroßhandels „nur“ Strommengen sind. ÜNB, die Regelenergie benötigen, können diese nicht im Stromgroßhandel beschaffen, da für die Beschaffung von Regelenergie gesonderte Auktionsverfahren vorgesehen sind (siehe §§ 22 ff. EnWG i.V.m. §§ 6 ff. StromNZV für das deutsche Recht). Preiserhöhungen haben nicht die Folge, dass die Nachfrager auf die Produkte des Stromgroßhandels ausweichen. Aus Nachfragesicht besteht daher keine Austauschbarkeit der Regelenergieprodukte mit Produkten des Stromgroßhandels.²⁷⁸

Der Markt für Regelenergie ist in Teilmärkte für die drei Regelenergiearten zu untergliedern, da sich die drei Regelenergiearten von ihren technischen Anforderungsprofilen erheblich unterscheiden und da es für die verschiedenen Regelenergiearten auch getrennte Ausschreibungsverfahren gibt. Auch die technische Einbindung und der Abruf erfolgt bei den verschiedenen Regelenergiearten auf unterschiedliche Weise.²⁷⁹

Als **räumlich relevanter Nachfragemarkt** kommt das Netzgebiet des jeweiligen ÜNB in Betracht. Diese Teile des Marktes stellen i.d.R. einen beträchtlichen Teil des Marktes der jeweiligen Mitgliedstaaten und damit einen wesentlichen Teil des Binnenmarktes dar. In räumlicher Hinsicht ist der relevante Markt das Gebiet, in dem die Wettbewerbsbedingungen in Bezug auf die fraglichen Produkte hinreichend homogen sind und das sich von benachbarten Gebieten durch spürbar unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen unterscheidet.²⁸⁰ Die beherrschende Stellung muss dabei zumindest auf einem wesentlichen Teil des Binnenmarktes bestehen. Einen wesentlichen Teil des Binnenmarktes bilden jedenfalls die einzelnen Mitgliedstaaten, ebenso beträchtliche Teile größerer Mitgliedstaaten.²⁸¹ Existieren auf einem Teilmarkt rechtliche oder tatsächliche Monopole, so bildet dieser Markt gleichfalls einen räumlich relevanten Markt.²⁸²

Die ÜNB haben in Bezug auf das eigene Netzgebiet ein **Nachfragemonopol für Regelenergie** und sind damit marktbeherrschend im Sinne des Art. 102 S. 1 AEUV.

(4) Missbräuchliche Ausnutzung

Die Verweigerung der Präqualifikation durch den ÜNB müsste eine missbräuchliche Ausnutzung dieser Marktstellung darstellen. Nach Art. 102 S. 2 lit. c AEUV kann der Missbrauch insbesondere in der Anwendung unterschiedlicher Bedingungen bei gleichwertigen Leistungen gegenüber Handelspartnern bestehen, wodurch diese im Wettbewerb benachteiligt werden. Dadurch wird die von einem oder mehreren beherrschenden Unternehmen einseitig

²⁷⁸ Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, Januar 2011, S. 71.

²⁷⁹ Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, Januar 2011, S. 72.

²⁸⁰ Khan, in: Geiger/Khan/Kotzur, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2010, Art. 102 AEUV, Rn. 9; Emmerich, in: Dausen, EU-Wirtschaftsrecht, Art. 102 AEUV, Rn. 20.

²⁸¹ Khan, in: Geiger/Khan/Kotzur, Art. 102 AEUV, Rn. 10; Emmerich, in: Dausen, EU-Wirtschaftsrecht, Art. 102 AEUV, Rn. 28.

²⁸² Emmerich, in: Dausen, EU-Wirtschaftsrecht, Art. 102, Rn. 24.

angewandte Diskriminierung untersagt.²⁸³ Unter das Regelbeispiel des Art. 102 S. 2 lit. c AEUV fällt auch die Verweigerung der Zulassung eines Marktteilnehmers im Gegensatz zu anderen.²⁸⁴ Denn Handelspartner im Sinne der Vorschrift sind nicht nur Kunden, mit denen das Unternehmen in beherrschender Stellung bereits geschäftliche Verbindungen unterhält, sondern auch Marktteilnehmer, die solche mit ihm unterhalten könnten.²⁸⁵ Die Weigerung, mit neuen Partnern Vertragsbeziehungen aufzunehmen, ist aber nur dann missbräuchlich, wenn das beherrschende Unternehmen einem Kontrahierungszwang unterliegt und keine sachliche Rechtfertigung für seine ablehnende Haltung erkennbar ist.²⁸⁶

(5) Kontrahierungszwang

Besteht für die von der Geschäftsverweigerung betroffene Leistung zum Zeitpunkt der Lieferverweigerung bereits ein Markt, so ist das beherrschende Unternehmen nach Art. 102 S. 2 lit. c) AEUV verpflichtet, sei Produkt diskriminierungsfrei – vorbehaltlich Kapazitätsgrenzen und Eignung – anzubieten²⁸⁷ oder nachzufragen. Zwar sind auch marktbeherrschende Unternehmen berechtigt, nach eigenem Ermessen ihre Handelspartner auszuwählen. Dieses Ermessen ist bei beherrschenden Unternehmen jedoch eng gebunden, denn ihre dominierende Marktposition begründet eine besondere Verantwortung für die Sicherung wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs.²⁸⁸ Unternehmen, die über ein rechtliches oder tatsächliches Monopol verfügen, sind daher zur Aufnahme von zumutbaren Geschäftsbeziehungen verpflichtet.²⁸⁹ Da die ÜNB in Bezug auf den Regelenergiemarkt für das eigene Netzgebiet ein Nachfragemonopol besitzen, können sie eine Präqualifikation, die dem Abschluss eines Rahmenvertrages vorgelagert ist, nicht grundsätzlich verweigern. In diesem Zusammenhang ist es insbesondere unzulässig zwischen inländischer Regelenergie und Importregelenergie zu differenzieren. Denn eine solche Differenzierung würde einen Verstoß gegen das allgemeine Diskriminierungsverbot des Art. 18 AEUV darstellen, wonach jede Diskriminierung aus Gründen der Staatsangehörigkeit verboten ist.²⁹⁰

(6) Rechtfertigung

Die Verweigerung der Präqualifikation könnte allerdings sachlich gerechtfertigt sein. Allgemein gilt jedoch, dass nur objektive Umstände als Rechtfertigungsgründe in Frage kommen. Dabei sind auch die Ziele des Vertrags zu berücksichtigen, nämlich das Bemühen um einen

²⁸³ Weiß, in: Calliess/Ruffert, AEUV, Art. 102, Rn. 55.

²⁸⁴ Weiß, in: Calliess/Ruffert, AEUV, Art. 102, Rn. 57.

²⁸⁵ Weiß, in: Calliess/Ruffert, AEUV, Art. 102, Rn. 56.

²⁸⁶ Jung, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der Europäischen Union, 50. Egl. 2013, Art. 102 AEUV, Rn. 182.

²⁸⁷ Fuchs/Möschel, in: Immenga/Mestmäcker, EU-Wettbewerbsrecht, Art. 102 AEUV, Rn. 321.

²⁸⁸ Jung, in: Gabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der Europäischen Union, Art. 102 AEUV, Rn. 179.

²⁸⁹ Fuchs/Möschel, in: Immenga/Mestmäcker, EU-Wettbewerbsrecht, 5. Aufl. 2012, AEUV, Art. 102, Rn. 321; Jung, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der Europäischen Union, 50, EGL 2013, Art. 102 AEUV, Rn. 182.

²⁹⁰ Entscheidung der Kommission vom 26.11.2008, COMP/39.388 und COMP/39.389, „Deutscher Stromgroßhandelsmarkt und Deutscher Regelenergiemarkt“, ZNER 2009, 69, 73, Rn. 54.

einheitlichen Markt und unverfälschten Wettbewerb auf demselben.²⁹¹ Diese müssen auch dem Verhältnismäßigkeitsprinzip genügen. Gerechtfertigt sind daher nur solche Maßnahmen, die nicht mehr als erforderlich in den Wettbewerb eingreifen. Von vornherein scheiden dagegen Maßnahmen aus, die im Wesentlichen eine Verstärkung der beherrschenden Stellung oder eine Intensivierung der Abhängigkeit des Kunden bezwecken.²⁹² Im Zusammenhang mit der Leistungsverweigerung gegenüber neuen Kunden wurde eine taugliche Rechtfertigung bisher nur in Ausnahmefällen angenommen, wenn zwingende wirtschaftliche oder technische Gründe vorlagen, ein Kunde überwiegend als Absatzmittler für die Konkurrenz tätig wurde oder bei krisenbedingter Verknappung der relevanten Güter.²⁹³ Sollte das sich anbietende PSW die erforderlichen technischen Fähigkeiten zur Erbringung der Regelleistung nachweisen, dürfte eine Rechtfertigung aufgrund technischer Belange ausscheiden. Für das Vorliegen zwingender wirtschaftlicher Gründe, die einen Ausschluss rechtfertigen könnten, sind keine Anhaltspunkte ersichtlich. Eine Rechtfertigung der Verweigerung der Präqualifikation dürfte daher vorliegend ausscheiden.

(7) Handelsbeeinträchtigung zwischen den Mitgliedstaaten

Das missbräuchliche Marktverhalten wäre geeignet, eine Beeinträchtigung des Handels zwischen den Mitgliedstaaten herbeizuführen. Es genügt die Möglichkeit einer Behinderung der Ziele eines einheitlichen Marktes zwischen den Mitgliedstaaten, indem insbesondere die nationalen Märkte abgeschottet werden oder die Wettbewerbsstruktur im gemeinsamen Markt verändert wird. Auch, wenn eine marktbeherrschende Stellung i.S.v. Art. 102 AEUV nur einen Teil eines Mitgliedstaates erfasst, ist der Handel zwischen Mitgliedstaaten in der Regel spürbar beeinträchtigt, soweit der Missbrauch den Zugang zu diesem Markt für Wettbewerber aus anderen Mitgliedstaaten erschwert.²⁹⁴ Durch die Verweigerung der Präqualifikation würde das jeweilige PSW vom Zugang zum ausländischen Regelenergiemarkt ausgeschlossen.

(8) Rechtsfolgen eines Verstoßes gegen Art. 102 AEUV

Ein Verstoß gegen Art. 102 AEUV hätte sowohl verwaltungsrechtliche²⁹⁵ als auch zivilrechtliche Konsequenzen.²⁹⁶ Daneben besteht nach Art. 9 VO (EG) Nr. 1/2003 das Instrument der Verpflichtungszusagen. Für den Fall, dass die Kommission beabsichtigt, eine Entscheidung zur Abstellung einer Zuwiderhandlung zu erlassen, besteht für die beteiligten Unternehmen die praktisch oft umgesetzte Möglichkeit, Verpflichtungen anzubieten, die geeignet sind, die

²⁹¹ Brinker, in: Schwarze/Becker/Hatje/Schoo, EU-Kommentar, 3. Aufl. 2012, Art. 102 AEUV, Rn. 42.

²⁹² Jung, in: Gabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der Europäischen Union, Art. 102 AEUV, Rn. 153.

²⁹³ Jung, in: Gabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der Europäischen Union, Art. 102 AEUV, Rn. 151.

²⁹⁴ Fuchs/Möschel, in: Immenga/Mestmäcker, EU-Wettbewerbsrecht, Art. 102 AEUV, Rn. 24.

²⁹⁵ Hierzu näher Jung, in: Gabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der Europäischen Union, Art. 102 AEUV, Rn. 374; Becker, in: Löwenheim/Meessen/Riesenkampf, Kartellrecht, 2. Aufl. 2009, § 50 GWB, Rn. 5

²⁹⁶ Jung, in: Gabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der EU, Art. 102 AEUV, Rn. 387; Khan, in: Geiger/Khan/Kotzur, EUV/AEUV, Art. 102 AEUV, Rn. 18.

von der Kommission mitgeteilten Bedenken auszuräumen. Die Kommission kann diese Verpflichtungszusagen im Wege einer Entscheidung für die Unternehmen für bindend erklären, sofern aufgrund der Verpflichtungszusagen für ein Tätigwerden der Kommission kein Anlass mehr besteht.

dd) Ergebnis

Die Ablehnung einer Präqualifizierung trotz Erfüllung der technisch notwendigen Voraussetzungen - in unserem Fall zweier Marktakteure aus EU-Mitgliedstaaten - wäre als Verstoß gegen europäisches Kartellrecht zu werten, der durch die nationale Kartellbehörde oder die Europäische Kommission verfolgt werden könnte. Ein solcher Verstoß würde zudem Unterlassungsansprüche und im Fall des Verschuldens auch Schadensersatzansprüche begründen, die auf dem Zivilrechtsweg geltend gemacht werden könnten.

Angesichts der zeitlichen Dauer, die die Durchsetzung dieser kartellrechtlichen Rechtsposition in Anspruch nehmen würde, läge der praktische Nutzen für einen PSW-Betreiber, den unmittelbaren grenzüberschreitenden Zugang zu einem benachbarten Regelenergiemarkt kartellrechtlich zu erzwingen, nicht auf der Hand. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund zu sehen, dass ja gerade auf europäischer Ebene Regelungen entwickelt werden, die eine grenzüberschreitende Integration der Regelenergiemärkte bewirken sollen; hier könnten die die Teilnahme begehrenden darauf verwiesen werden, dass derzeit die technischen Voraussetzungen noch nicht bestehen.

c) Handlungsempfehlung

Wie Art. 6 der Binnenmarkttrichtlinie Strom den Mitgliedstaaten bereits nahelegt, ist die Angleichung und Kohärenz der Rechtsvorschriften, des Regulierungsrahmens und des technischen Rahmens ein wichtiger Schritt auf dem Weg, die grenzüberschreitende Zusammenarbeit im Energiebinnenmarkt zu verbessern. Je schneller diese Angleichung gelingt, desto eher werden auch die Regelenergiemärkte zusammenwachsen, wovon dann wiederum Betreiber von PSW profitieren würden. Es ist daher zu empfehlen, dass Deutschland und Österreich als EU-Mitgliedstaaten die entsprechenden Gremien der ENTSO-E, der ACER und der EU-Kommission, die sich mit der Erarbeitung des Netzkodex Electricity Balancing befassen, soweit möglich beispielsweise durch sachverständige Beiträge unterstützen. Da die Schweiz bereits im Rahmen der ENTSO-E mitarbeitet, würde ein Energieabkommen mit der Schweiz die bereits bestehenden Kooperationsansätze im Verhältnis zu ACER und der EU-Kommission noch erweitern.

Auch diese Handlungsempfehlung betrifft nicht die konkrete Fortentwicklung des bestehenden Rechtsrahmens, sondern die Unterstützung des Weges, der zu einer Harmonisierung der hier betrachteten Regelungen führt. Diese ist auf dem Gebiet der Regelenergie von besonderer Bedeutung, weil ein funktionierender, grenzüberschreitender Regelenergiemarkt unter Einbeziehung von PSW letztendlich zur Versorgungssicherheit in den DACH-Ländern beiträgt.

3. INTERNATIONALES VERTRAGSRECHT

Ein grenzüberschreitender Regelenergiemarkt, der Regelenergieimporte zwischen den DACH-Ländern ermöglicht, kann auch auf der Grundlage multilateraler, internationaler Verträge etabliert werden. Derzeit werden in Europa in mehreren, parallel laufenden Projekten internationale Netzregelverbände errichtet. Diese Projekte beruhen nicht auf rechtlichen Vorgaben, sondern auf einer freiwilligen Kooperation der Beteiligten.

a) Internationaler Netzregelverband (IGCC)

Hier ist zunächst der Internationale Netzregelverband zu nennen (IGCC - International Grid Control Cooperation). Über diese Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreibern der Länder Deutschland, Dänemark, Niederlande, Belgien, Tschechien und Polen soll insbesondere durch die Vermeidung des Gegeneinanderregelns auch auf internationaler Ebene technische und wirtschaftliche Optimierungen geschaffen werden, insbesondere Kosteneinsparungen realisiert werden. Die Teilnehmer gehen davon aus, dass die geplante Optimierung den benötigten Einsatz von Regelenergie reduziert und die Systemsicherheit erhöht.

Ein internationaler Netzregelverband beinhaltet noch nicht gleichzeitig bereits einen grenzüberschreitenden, einheitlichen Regelenergiemarkt. So sieht das Konzept zum IGCC vor, dass der Netzregelverband in mehreren Schritten - Modulen - verwirklicht werden soll. Modul 1 betrifft zunächst nur die Saldierung von Leistungsungleichgewichten. In Modul 2 soll dann die Regelleistungs-Aushilfe zwischen den beteiligten ÜNB automatisch bereitgestellt werden; damit soll eine gemeinsame Dimensionierung der vorzuhaltenden Regelleistung verbunden sein. Erst mit Modul 3 wird ein einheitlicher, gemeinsamer Regelleistungsmarkt gebildet. Und der Einsatz der Regelenergie nach einer grenzüberschreitenden, gemeinsamen Merit-Order soll dann erst im letzten Modul 4 erfolgen.

Es ist damit zu rechnen, dass bis zur Umsetzung der vierten Stufe noch einige Jahre benötigt werden, und dass ein gemeinsamer Regelenergiemarkt im IGCC nicht kurzfristig verwirklicht werden wird. Die Marktakteure haben hierzu auf dem Workshop am 16.8.2013 zu bedenken gegeben, dass insbesondere die Abstimmung unter den beteiligten ÜNB zu Corporate-Governance-Fragen in der Praxis in der Regel zu langwierigen Verhandlungen führt. Hier geht es vor allem um die Gewichtung von Einflussrechten, aber auch darum, welche nationalen Praktiken für die grenzüberschreitende Handhabung als Vorbild dienen könnten.

b) Imbalance Netting Cooperation (INC)

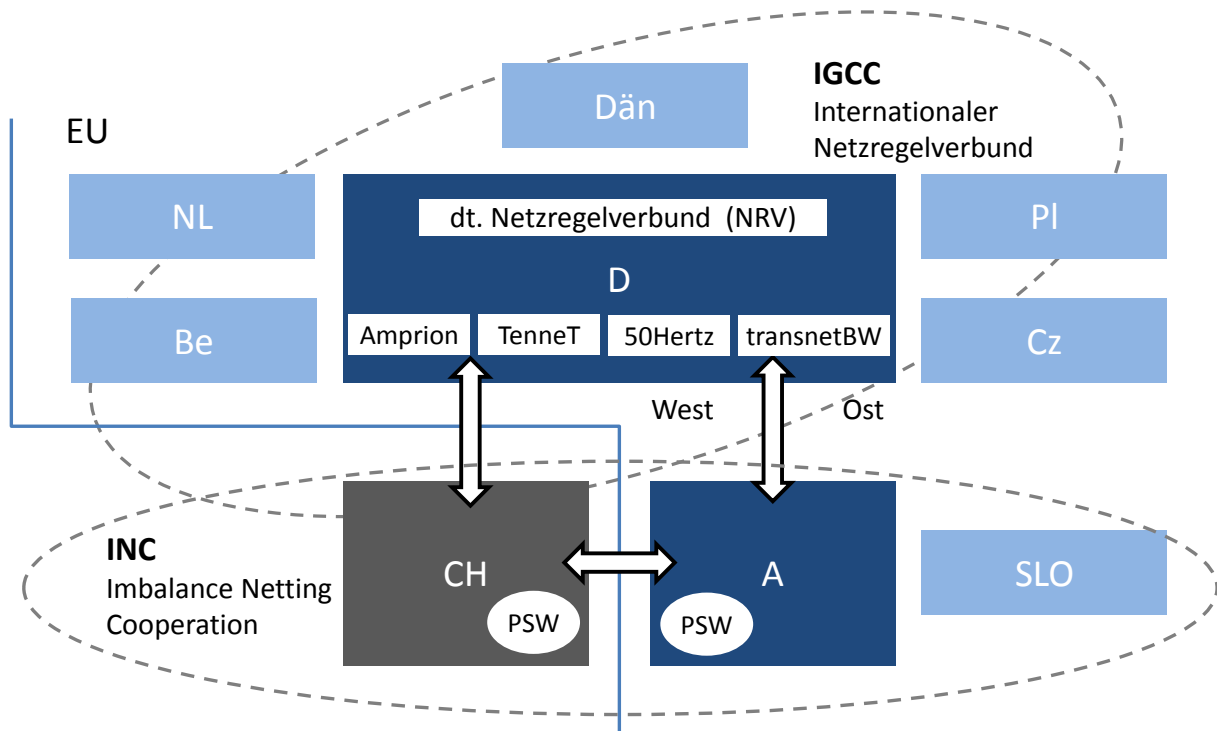
Eine weiteres internationales Kooperationsprojekt auf dem Gebiet der Regelenergie ist die Imbalance Netting Cooperation (INC), die die Länder Österreich, Schweiz und Slowenien umfasst. Diese ist erst im Juli 2013 gegründet worden.²⁹⁷ Auch dieses Projekt zielt wie der

²⁹⁷ Pressebericht energate „Österreich, Schweiz und Slowenien bilden Regelverband“ vom 11.7.2013.

IGCC darauf ab, zunächst die Regelzonen untereinander auszugleichen. Die Beschaffung der Regelenergie erfolgt weiterhin durch nationale Ausschreibungen.

c) Beteiligung der DACH-Länder

Die nachstehende Übersicht zeigt, dass die beiden hier vorgestellten internationalen Netzregelverbände sich teilweise überschneiden. Die drei DACH-Länder arbeiten in dieser Dreier-Konstellation in keinem der beiden Projekte zusammen.



Quelle: Eigene Darstellung Görg

Hingegen arbeitete der Schweizer ÜNB Swissgrid im Rahmen des ENTSO-E mit, weshalb das Ziel, die grenzüberschreitende Vermarktung von PSW-Produkten zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz zu fördern, insbesondere über die Erarbeitung und spätere Anwendung des Netzkodex Electricity Balancing erreicht werden kann. Allerdings setzt dies voraus, dass diese Regelungen in der Schweiz rechtlich verbindlich gemacht werden.

V. Ergebnis und Handlungsempfehlungen

Für den grenzüberschreitenden Stromhandel als solchen gibt es grundsätzlich **keine expliziten, rechtlichen Vorgaben**. Der Handel zählt zum wettbewerblichen Bereich, der unreguliert ist. Allerdings kann der grenzüberschreitende Stromaustausch nur stattfinden, wenn die ÜNB in den angrenzenden Ländern zusammenarbeiten, um die Abwicklung der Handelstransaktionen zu ermöglichen. Hier geht es insbesondere um den **diskriminierungsfreien Zugang zu den Kapazitäten der Grenzkuppelstellen** in den Übertragungsnetzen, mithin um das Engpassmanagement und um den Informationsaustausch zwischen den beteiligten ÜNB. Hierzu bestehen einerseits **freiwillige, vertragliche Vereinbarungen zwischen den betei-**

lichten Übertragungsnetzbetreibern und den Anlagenbetreibern. Diese ermöglichen grundsätzlich die grenzüberschreitende Vermarktung von Strom. Hier bestehen also keine rechtlichen Hindernisse für die Vermarktung von PSW-Strom, sondern allenfalls faktische Begrenzungen, die sich aus z.B. aus den Vorlaufzeiten für die Anmeldung von Handelstransaktionen ergeben. Auch die geltenden Regelungen der Stromhandelsverordnung sehen grenzüberschreitende Zusammenarbeitspflichten der ÜNB insbesondere auch in Bezug auf das Engpassmanagement und die Intraday-Kapazitätsvergabe vor. Wie sich die geltenden Regelungen in der Praxis bewähren, haben die Regulierungsbehörden zu bewerten. Hier besteht also ein Ansatzpunkt, die Optimierung der vorhandenen Prozesse anzuschieben.

Wir empfehlen einen Austausch mit den betroffenen nationalen Regulierungsbehörden darüber, ob und wie im Rahmen der Genehmigung von Verfahren des Informationsaustauschs nach der StromhandelsVO (Art. 15 Abs. 2 S. 3) faktische Handelshemmnisse, die auf den **gegenwärtigen Praktiken des Informationsaustauschs** beruhen könnten (Mindestvorlaufzeiten) begrenzt oder ausgeräumt werden können. Rechtlicher Ansatzpunkt für die Einbeziehung der deutschen und österreichischen Regulierungsbehörden ist, dass diese gemäß Anhang I Ziff. 1.10. StromhandelsVO die Engpassmanagementmethoden in regelmäßigen Abständen zu bewerten haben. Parallel hierzu empfehlen wir einen Austausch mit der **EU-Kommission** zu diesen Fragen mit dem Ziel, identifizierte faktische Erschwernisse des Handels z.B. zu Mindestvorlaufzeiten für grenzüberschreitende Transaktionen über konkrete Vorschläge und Empfehlungen in die zu verfassenden Berichte zur StromhandelsVO aufzunehmen und ggf. in die **Erarbeitung von Network-Codes** einfließen zu lassen. Nach dem Meinungsaustausch auf dem Workshop am 14.8.2013 dürfte es über eine Verkürzung der Vorlaufzeiten und ggf. die weitere Optimierung der grenzüberschreitenden Abläufe grundsätzlich möglich sein, einen ¼-Stunden-Handel zwischen den drei Ländern grenzüberschreitend zu ermöglichen. Dies würde PSW-Betreibern unmittelbar zugute kommen.

Anhang: Literaturverzeichnis

Altenburger, Dieter/Raschauer, Nicolas, Kommentar zum Umweltrecht, 2013

Bachmann, Peter/Erling, Uwe M., Pumpspeicherkraftwerke im Energiemix der Zukunft - eine rechtliche Einordnung, ET 2012, Heft 6, 97 ff.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Positionspapier, Zur Frage der Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher im EEG und EnWG, Berlin, 21. September 2011

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Positionierung zur Netzentgeltspflicht von Stromspeichertechnologien am Beispiel von PSW, Berlin, 21. Juli 2010

Britz, Gabriele/Hellermann, Johannes/Hermes, Georg, EnWG Energiewirtschaftsgesetz, Kommentar, 2. Aufl. 2010

Büdenbender, Ulrich, EnWG – Kommentar zum Energiewirtschaftsgesetz, 2003

Bulling, Manfred/Eckhardt, Wolf-Dieter/Finkenbeiner, Otto, Wassergesetz für Baden-Württemberg, 3. Aufl. 2010

Bundesamt für Wasser und Geologie, Bericht Nr. 3, Der Wasserzins - die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz, 2002

Draxler, Peter/Regehr, Clemens, Handbuch zum Elektrizitätsrecht, Liberalisierung oder Regulierung?, 2. Aufl. 2009

E-Control (Hrsg.) Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), Teil A: Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis, 2013, Teil B: Technische Regeln für Netze mit Nennspannung ≥ 110 kV, 2008

efzn Energie Forschungszentrum Niedersachsen, FA 43/12, Abschlussbericht, Studie Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit, Goslar, 08. März 2013

Frenz, Walter/Müggenborg, Hans-Jürgen (Hrsg), Kommentar zum EEG, 3. Aufl. 2013

Frontier Economics Ltd., Effiziente Stromspeicher brauchen effiziente Rahmenbedingungen, Gutachten im Auftrag der Verbund AG, London, September 2011

Gatzen, Christoph/Riechmann, Christoph, Stationäre Stromspeicher – zukünftiger Nischenmarkt oder Milliardengeschäft, ET 2011, Heft 3, 20 f.

Heller, Hans, Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie, EWeRK 4/2013, 13. Jg., 175 ff.

Hempel Dietmar/Franke, Peter, Recht der Energie- und Wasserversorgung, Loseblattsammlung, Stand November 2012

Gawel, Erik, Wasserentnahmeentgelte in Berlin, Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt, LKV 12/2011, 529 ff.

Hartmann, Dirk, Strom aus erneuerbaren Energien im europäischen Recht - unter Bezugnahme auf internationale Entwicklungen und das Schweizer Recht, 2011

Hauer, Andreas/Oberndorfer, Klaus, EIWOG Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz, Kommentar, 2007

Hauenschild, Herwig/Micheler, Ines/Oberndorfer, Klaus/Oberndorfer, Paul/Schneider, Christian F., Das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 und das E-Control-Gesetz in der Fassung 2013, EIWOG, Kommentar, 2. Aufl. 2013

Hornfeck, Olaf, Vorstand Stadtwerke Trier, Erneuerbare im Überfluss – Ohne Stromspeicher geht es nicht (mehr)!, 25. April 2012

Industrie- und Handelskammer für die Pfalz, Die Wasserentnahmeentgelte der Länder, 2013

Jagmetti, Riccardo, Energierecht, Gesetzestext Schweizer Recht, Buch. XVIII, 2005

Koller, Heinrich/Müller, Georg/Rhinow, René/Zimmerli, Ulrich (Hrsg.), Jagmetti, Riccardo (Autor), Energierecht, Schweizerisches Bundesverwaltungsrecht, Band VII, 2005

Nisipeanu, Peter, Wasserrechtliche Anforderungen an Bau, Betrieb und Unterhaltung von Talsperren, NuR 2010, 162 ff.

Rabl, Thomas/Hauenschild, Herwig, Ökostromrecht, Kommentar zum Ökostromgesetz, KWK-Gesetz und Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz, 2. Aufl. 2010

Raschauer, Bernhard, Aktuelles Energierecht 2011, 2011

Raschauer, Bernhard, Handbuch Energierecht, Forschungen aus Staat und Recht 153, 2006

Reimer, Franz, Effiziente Wassernutzung durch Wasserentnahmeentgelte?, LKRZ 11/2013, 445 ff.

Reshöft, Jan (Hrsg), Erneuerbare-Energien-Gesetz, Handkommentar, 3. Aufl. 2009

Säcker, Franz Jürgen (Hrsg), Berliner Kommentar zum Energierecht, Energiewettbewerbsrecht, Energieregulierungsrecht und Energieumweltschutzrecht, 2004

Sailer, Frank, Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende – die neuen Regelungen zur Stromspeicherung im EnWG und EEG, ZNER 2012, 153 ff.

Schanda, Reinhard, Energierecht, Praxiskommentar, 3. Aufl. 2003

Schanda, Reinhard, Strom aus erneuerbaren Energieträgern in Österreich, 2001

Schluchseewerk AG, Pumpspeicherwerke, Best Practice in der Energiespeicherung, Bonn, 16. März 2012