SRU Sachverständigenrat für Umweltfragen

Prof. Jens-Peter Schneider

Planungs-, genehmigungs– und naturschutzrechtliche Fragen des Netzausbaus und der untertägigen Speichererrichtung zur Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung

Endbericht (Mai 2010)

Materialien zur Umweltforschung 43

Planungs-, genehmigungs- und naturschutzrechtliche Fragen des Netzausbaus und der untertägigen Speichererrichtung zur Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung

Rechtsgutachten
von

Prof. Dr. Jens-Peter Schneider
Universität Osnabrück (bis September 2010)
Universität Freiburg (seit Oktober 2010)

im Auftrag des
Sachverständigenrats für Umweltfragen

– Endbericht vom 31.5.2010 –

Inhaltsübersicht

Teil 1: Ausbau des Übertragungsnetzes 5

A. Einleitung 5

B. Aktuelle Rechtslage in Deutschland 6

I. Vorbemerkung zur fachlichen Bedarfs- und Trassenplanung im Verkehrssektor 6

1. Differenzierte gesetzliche Konzeptionen der Verkehrsplanung 6
2. Modifikationen und Defizite der gesetzlichen Konzeption in der Planungspraxis 10
   a) Trassenfindung in weitgehend informellen Vorverfahren 10
   b) Das Raumordnungsverfahren als Quasi-Fachplanung 11
   c) Dominanz der Vorhabenträger bei der Alternativenprüfung 14
3. Eventuelle Reformalisierung der Trassenfindung durch SUP und FFH-Verträglichkeitsprüfung bei der Bedarfsplanung 15

II. Planungs- und Zulassungsstufung bei Stromübertragungsleitungen 16

1. Die gesetzliche Konzeption 16
2. Erkenntnisse und Hypothesen zur Planungspraxis 20

III. Energiewirtschaftsrechtliche Investitionssteuerungsansätze als relevante Systemelemente 21

1. Entflechtungsvorgaben als investitionsfördernde Strukturregulierung? 21
2. Systemische und punktuelle Investitionspflichten für Netzbetreiber nach EnWG und EEG 22
   a) Punktuelle Ausbauansprüche gemäß § 9 EEG 23
      aa) Anspruchsinhalt 23
      bb) Begrenzung durch Zumutbarkeit i.S. typisierend ermittelter volkswirtschaftlicher Effizienz 24
      cc) Kostentragung durch den ÜNB und Effizienzanforderungen der Netzentgeltregulierung 25
      dd) Horizontaler Belastungsausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern nur gemäß § 2 IV EnLAG 25
      ee) Investitionsanreize beim Einspeisemanagement gemäß §§ 11, 12 EEG 26
   b) Systemische Investitionspflichten gemäß §§ 11, 12 EnWG 27
   c) Zwischenbilanz 29
3. Reflexive Steuerung durch Investitionsplanungspflichten der Netzbetreiber 29
   a) Unternehmensbezogene Investitionsplanungspflichten nach geltendem EnWG 29
   b) Künftige Änderungen durch das Dritte Energiebinnenmarktpaket 30
      aa) Unternehmensübergreifende Planungspflichten auf europäischer Ebene 30
      bb) Partielle Verschärfung der Plandurchführungskontrolle 31

4. Investitionsanreize und Investitionssicherheit in der Netzentgeltregulierung 32
a) Investitionsbudgets und Netzausbaumodelle als potentielle regulierungsbehördliche Bedarfsplanung 33
b) Einzelprobleme der Gewährleistung von Investitionssicherheit durch Investitionsbudgets 35
c) Investitionsanreize durch Regulierungsferien? 37

C. Erfahrungen im Ausland 38
I. Schweiz 38
1. Zweistufiges Planungsverfahren 38
a) Bedarfsplanung und Korridorbestimmung durch Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) des Bundes mit Interessentenbeteiligung 39
b) Plangenehmigungsverfahren mit Betroffenenbeteiligung 44
2. Standardisiertes Beurteilungsschema für die Wahl zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung 46
II. USA: National Electric Transmission Corridors nach Sec. 216 Federal Power Act (16 U.S.C. 824p) 49

D. Reformoptionen für Deutschland 50
I. Vorbemerkung: Reformdiskussionen zur Verkehrswegeplanung 50
II. Maßstäbe zur Beurteilung von Reformvorschlägen, insbesondere die Wahrung der bundesstaatlichen Kompetenzordnung 51
III. Reformprinzipien 54
1. Verfahrensstufung mit transparenter Aufgabenzuweisung ohne Doppelprüfungen 54
2. Verfahrensstufung mit entscheidungsadäquater Öffentlichkeits- und Betroffenenbeteiligung 54
3. Stärkung der europäischen und gesamtstaatlichen Belange bei der Trassenfestlegung 55
4. Verbesserte Koordination zwischen Raumordnung, Fachplanung und Netzregulierung 56
5. Verfahrensoptionen zur projektadäquaten Verfahrensgestaltung 56
IV. Grundlegende Reformszenarien zur Verfahrensstufung 57
1. Ein weitreichendes Reformszenario: Zweistufige Fachplanung 57
2. Ein moderates Reformszenario: Fachliche Bedarfsplanung, länderübergreifend koordinierte Raumordnung und Planfeststellung 62
V. Ergänzende Reformoptionen 63
1. Vollzugserleichterung durch materielle Vorstrukturierung von Abwägungsentscheidungen 63
a) Wahl zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung 63
b) Naturschutzrechtliche Prüfungsmaßstäbe 63
2. Gesetzliche und verwaltungspraktische Optionen zur Verfahrensoptimierung im Planfeststellungsverfahren 64

Teil 2: Errichtung untertägiger Stromspeicher 69

E. Einleitung 69

F. Aktuelle Rechtslage in Deutschland 70
I. Bergrechtliches Betriebsplanverfahren als zentrales Zulassungsverfahren 70
II. Unzureichende Investitionsabsicherung im Verhältnis zu den Grundeigentümern 71
III. Unzureichende Steuerung untertägiger Nutzungskonflikte 72
IV. Unzureichende Vorgaben des Energieregulierungsrechts für Stromspeicher 74
1. Speicherspezifische Regelungen im geltenden Energieumwelt- und Energiewirtschaftsrecht 74
2. Unzureichende oder noch unklare Investitionsanreize 75
a) Anlagenbetreiber und Verteilnetzebene 75
b) Übertragungsnetzebene 77

G. Reformvorschläge für Deutschland 80

Zusammenfassung der Gesamtergebnisse 82
Teil 1: Ausbau des Übertragungsnetzes 82
Teil 2: Errichtung untertägiger Stromspeicher 86

Literaturverzeichnis 88
Verzeichnis ausländischer Dokumente 96
Rechtsnorm- und Abkürzungsverzeichnis 97
Schweizer Gesetze und Verordnungen 97
Europäische Rechtsnormen 97

Teil 1: Ausbau des Übertragungsnetzes

A. Einleitung

Wie die BNetzA in ihrem Monitoringbericht 2009 feststellt, besteht in Deutschland ein Trend zur Verlagerung von Kraftwerksstandorten in bezugsoptimale Regionen, wodurch die mittlere Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch ansteigt[1]. Dieser Trend betrifft sowohl den konventionellen Kohlekraftwerksbau wie die Offshore-Windenergienutzung, die beide vorrangig in Norddeutschland bzw. in Nordrhein-Westfalen geplant werden[2]. Trendverstärkend wirkte die Abschaltung von Atomkraftwerken nahe der süddeutschen Verbrauchszentren[3]. Der Netzausbaubedarf steigt damit erheblich, sofern strukturelle innerdeutsche Engpässe vermieden werden sollen[4].

Hierauf haben die Übertragungsnetzbetreiber mit zunehmenden Netzinvestitionen und Investitionsplanungen reagiert. Zugleich konnten jedoch im Übertragungsnetzbereich – anders als im Verteilnetzbereich[5] – zahlreiche Investitionen nicht wie geplant realisiert werden[6] und die Zahl verzögerter Ausbaumaßnahmen steigt[7]. Die BNetzA sieht insoweit ein beachtliches Risiko für die Versorgungssicherheit[8]. Als wesentliche Faktoren für die Verzögerungen identifiziert die BNetzA langwierige Genehmigungsverfahren aufgrund mangelnder Akzeptanz in der lokalen Bevölkerung, die überdies etwa durch das niedersächsische Erdkabelgesetz mit rechtlichen Unsicherheiten sind. Weitere Faktoren sind Lieferengpässe bei Anlagenherstellern und Unsicherheiten bei der Realisation von Offshore-Projekten[9].

In noch größerem Maße stiege der Netzausbaubedarf, wenn Deutschland seine Stromversorgung nahezu vollständig mit erneuerbaren Energiequellen deckte.

---

1 BNetzA, Monitoringbericht 2009, S. 134.

2 Regierungsbegr. zum EnLAG, BT-Drs. 16/10491, S. 13 f.

3 Regierungsbegr. zum EnLAG, BT-Drs. 16/10491, S. 14.

4 BNetzA, Monitoringbericht 2009, S. 134.

5 BNetzA, Monitoringbericht 2009, S. 135, s. auch S. 129.

6 Von für 2008 geplanten Investitionen in Neubau, Ausbau und Erweiterung in Höhe von 967 Mio. € konnten nur 601 Mio. € tatsächlich investiert werden: BNetzA, Monitoringbericht 2009, S. 134, s. ferner S. 127 f.

7 BNetzA, Monitoringbericht 2009, S. 135: von 38 verzögerten Maßnahmen am Ende des 1. Quartals 2008 auf 54 am Ende des 2. Quartals 2009.

8 BNetzA, Monitoringbericht 2009, S. 134 f.

9 BNetzA, Monitoringbericht 2009, S. 127, 135.

B. Aktuelle Rechtslage in Deutschland

I. Vorbemerkung zur fachlichen Bedarfs- und Trassenplanung im Verkehrssektor

Bevor die Rechtslage im Strombereich analysiert wird, soll die Bedarfs- und Trassenplanung im Verkehrssektor skizziert werden. Der Verkehrswegeplanung wird wegen ihrer traditionellen Planungsstufung oft paradigmatische Bedeutung für die Infrastrukturplanung zugemessen.

1. Differenzierte gesetzliche Konzeptionen der Verkehrsplanung

Eine genauere Betrachtung der gesetzlichen Regelungen zeigt zunächst auffällige Differenzierungen der Verfahrensstufung für verschiedene Verkehrsträger, der Verpflichtungen zur Alternativenprüfung sowie zur Durchführung von Umwelt-(verträglichkeits)prüfungen oder naturschutzrechtlichen FFH-Verträglichkeitsprüfungen auf verschiedenen Planungs- bzw. Zulassungsstufen und schließlich bei den Zuständigkeiten insbesondere von Landes- und Bundesbehörden[10]:

[10] Die nachfolgende Tabelle modifiziert und erweitert Übersichten aus *Lewin*, Gestufte Planung, S. 44, 117; zur gesetzlichen Stufung der Verkehrsplanung ausführlich ebd., S. 32 ff.; *Durner*, Konflikte räumlicher Planung, S. 69 ff.; *Steinberg et. al.*, Fachplanung, S. 493 ff.; s. ferner *SRU*, Sondergutachten Straßenverkehr, Tz. 388 ff.

Bundeswasserstr.	Eisenbahnanl.	Bundesfernstraßen	förml. Alternativenprüfung	UVP / FFH-VP[11]	Zuständigkeit[12]
TEN-Leitlinien	TEN-Leitlinien	TEN-Leitlinien	Nein[13]	Informell[14]	EP / Rat
BVWP	BVWP	BVWP[15]	seit 2005 SUP: vernünftige Alt. (§ 14g I UVPG) FFH-VP: zumutb. Alt (§ 34 III Nr. 2 BNatSchG) [16]	seit 2005 SUP (§ 14b I Nr. 1 iVm Anl. 3 Nr. 1.1 UVPG)[17] FFH-VP[18]	BReg (BMV)
. / .	Bedarfsplan (Anhang zum SchWAbG)	Bedarfsplan (Anhang zum FStrAbG)			BT / BRat
. /.	Fünfjahresplan (SchWAbG)	Fünfjahresplan (§ 5 FStrAbG)	Nein[19]	. / .	BMV unter Mitwirkung der Länder
. / .	Ausbauplan	Straßenbauplan (Art.3 StrBFinG) [20]	Nein[21]	. /.	BT
(Landesplanung)	(Landesplanung)	(Landesplanung)[22]	i.d. Abwägung (§ 7 II 1 ROG)	SUP / FFH-VP[23]	LPlanBeh / LReg
(Regionalpl.)	(Regionalpl.)	(Regionalplanung)	i.d. Abwägung (§ 7 II 1 ROG)	SUP / FFH-VP (s.o.)	RP / LKr
(ROV)	ROV	ROV (§ 15 ROG)	vom Vorhabenträger eingebrachte Alt. (§ 15 I 3 ROG)[24]	UVP (§ 16 UVPG)[25] / FFH-VP[26]	RP / LKr
Linienbestimmung (§ 13 WaStrG)	. / .	Linienbestimmung (§ 16 FStrG)	eingeschränkt i.R.d. Abwägungsgebots (s.u.)	UVP (§ 15 UVPG)[27] FFH-VP (§ 36 S. 1 Nr. 1 BNatSchG)	BMV (LStrBauBeh)
Planfeststellung (§ 14WaStrG)	Planfeststellung (§ 18 AEG)	Planfeststellung (§ 17 FStrG)	eingeschränkt i.R.d. Abwägungsgebots[28]	UVP / FFH-VP / Eingriffsregelung	LStrBauBeh

Anmerkungen siehe S. 8

Tabelle 1

11 Auch wenn die FFH-VP-Prüfung in die UVP integriert werden kann, sind die unterschiedlichen Rechtsfolgen nach § 34 II, III BNatSchG (grundsätzliche Unzulässigkeit bei erheblichen FFH-Beeinträchtigungen) einerseits und § 12 UVPG (bloße Berücksichtigung bei der fachrechtlich determinierten Abschlussentscheidung) andererseits zu beachten: *Lewin*, Gestufte Planung, S. 88 f., 100 f.

12 Hier ergeben sich je nach Landesorganisationsrecht Abweichungen.

13 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 117.

14 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 74.

15 Der ohne gesetzliche Grundlage von der Bundesregierung aufgrund von Entwürfen des Bundesverkehrsministers beschlossene Bundesverkehrswegeplan indiziert vorbehaltlich der parlamentarischen Übernahme in die Bedarfspläne der Ausbaugesetze und der Ausbaupläne in die Haushaltspläne verkehrsträgerübergreifend den zur Verfügung stehenden Finanzrahmen für eine längere Periode von ca. 10 Jahren.

16 Näher zur (teilw. umstr.) Alternativenprüfung in der SUP und der FFH-VP sowie ihrem Verhältnis zueinander: *Verwiebe*, Umweltprüfungen, S. 112 ff., 151 ff., 238, 259; s. ferner zur SUP-Alternativenprüfung: *Graf*, Umsetzung der Plan-UP-Richtlinie, S. 127 ff.; zur FFH-Alternativenprüfung ferner: *Steinberg et al.*, Fachplanung, S. 240 f.; enger: *Lewin*, Gestufte Planung, S. 89.

17 Dies ist nicht durch die SUP-RL gefordert: *Verwiebe*, Umweltprüfungen, S. 235 f., 207 mit S. 69; *Stüer*, UPR 2003, 97, 101 ff.; a.A. *Lambrecht*, NuR 2002, 265, 276; *Lewin*, Gestufte Planung, S. 75 zugleich mit Hinweisen zur früheren Rechtslage.

18 *Verwiebe*, Umweltprüfungen, S. 251 f.; *Lewin*, Gestufte Planung, S. 87.

19 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 51.

20 Die Finanzplanung wird durch mittelfristige Fünfjahrespläne gemäß § 5 Fernstraßenausbaugesetz sowie gemäß Art. 3 Straßenbaufinanzierungsgesetz durch jährliche Straßenbaupläne als Anlage zum Bundeshaushaltsplan stufenweise konkretisiert und verfestigt. Bedeutung erlangt im weiteren Prozess noch ein der Planfeststellung vorgelagerter haushaltsrechtlicher Vorentwurf gemäß § 24 I 1 BHO.

21 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 117.

22 Landesentwicklungspläne und Regionalpläne können flankierend durch Ziele der Raumordnung Trassen freihalten; regelmäßig geschieht dies aber erst aufgrund der Ergebnisse von trassenbestimmenden Raumordnungsverfahren oder unter dem Vorbehalt einer Trassenabstimmung im Raumordnungsverfahren: *Lautner*, Funktionen raumordnerischer Verfahren, S. 88 ff.

23 Zur SUP-Pflicht: § 9 ROG; zur SUP-Pflicht nach SUP-RL: *Verwiebe*, Umweltprüfungen, S. 212 f., 216; zur FFH-VP-Pflicht: § 7 VI ROG, § 36 BNatSchG.

24 Krit. zu dieser Einschränkung: *Steinberg et al.*, Fachplanung, S. 487 f.

25 Zur aktuellen Rechtslage s. unten Fn. 58; zu früheren Änderungen: *Lewin*, Gestufte Planung, S. 76 ff.

26 Dies entspricht der bislang h.M. zum BNatSchG a.F., wobei allerdings häufig auf die im BNatSchG 2009 entfallene „Pläne und Entscheidungen“ umfassende Definition des gemäß § 36 BNatSchG 2009/§ 35 BNatSchG a.F. maßgeblichen Planbegriffs in § 10 I Nr. 12 BNatSchG a.F. Bezug genommen wurde: *Lewin*, Gestufte Planung, S. 88; entscheidend ist aber die richtlinienkonforme teleologische Auslegung, dass sich die von der FFH-RL geforderte Alternativenprüfung auf der reinen Projektebene erheblich eingeschränkt ist, so dass eine FFH-VP auf vorgelagerten Stufen wie dem „planungsäquivalenten“ ROV (s.o. bei Fn. 24) erfolgen muss: vgl. *Verwiebe*, Umweltprüfungen, S. 250 f.; aus den Materialien zum BNatSchG 2009 ergibt sich kein Hinweis auf eine materielle Änderungsabsicht des Gesetzgebers.

27 *Verwiebe*, Umweltprüfungen, S. 227 f., 236 und S. 207 f., 216 zur dadurch überobligatorisch umgesetzten SUP-RL.

28 Hierzu: *Verwiebe*, Umweltprüfungen, S. 222 f.; *Steinberg et. al.*, Fachplanung, S. 236 ff.

Die Ergebnisse der gesetzlich vorgesehenen Verfahrensstufen – zu denen übrigens der von der Bundesregierung erlassene Bundesverkehrswegeplan nicht gehört – weisen eine unterschiedliche Granularität auf und lassen sich danach als Instrumente der Netzplanung, einer trassenmäßigen Grobplanung oder der abschließenden Detailplanung einordnen. Ferner werden die einzelnen Planungsinstrumente nach dem gesetzlichen Leitbild aufgabenbezogen den kompetenzrechtlich bedeutsamen Kategorien der Raumordnung, Fachplanung und Finanzplanung zugeordnet. Maßgeblich für die Differenzierung zwischen Raum- und Fachplanung ist das Merkmal der Überfachlichkeit der Raumplanung, während die Fachplanung den Raum unter bestimmten Sachgesichtspunkten, etwa der Energieversorgung gestaltet[29].

Überblicksartig ergibt sich demnach die nachfolgend graphisch aufbereitete gesetzliche Konzeption für die Planung von Bundesfernstraßen und Eisenbahnbetriebsanlagen [30]:

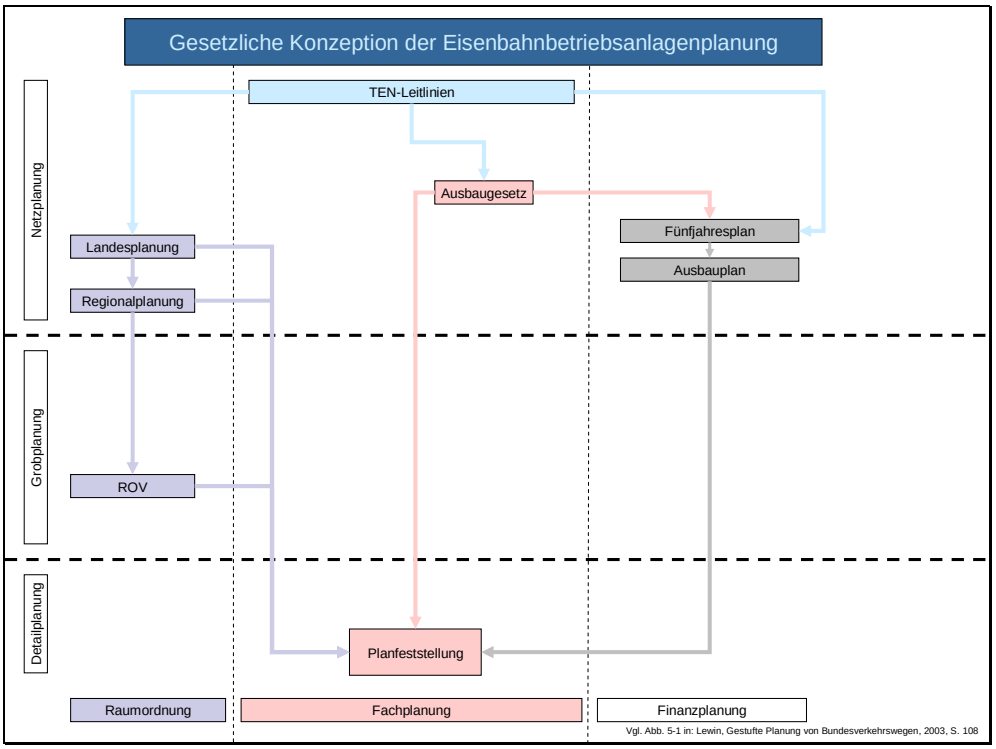


Abb. 1

29 *Koch/Hendler*, Baurecht, S. 34 f.

30 Die Schaubilder beruhen auf den Abbildungen 5-1 und 5-2 in: *Lewin*, Gestufte Planung, S. 108 f.

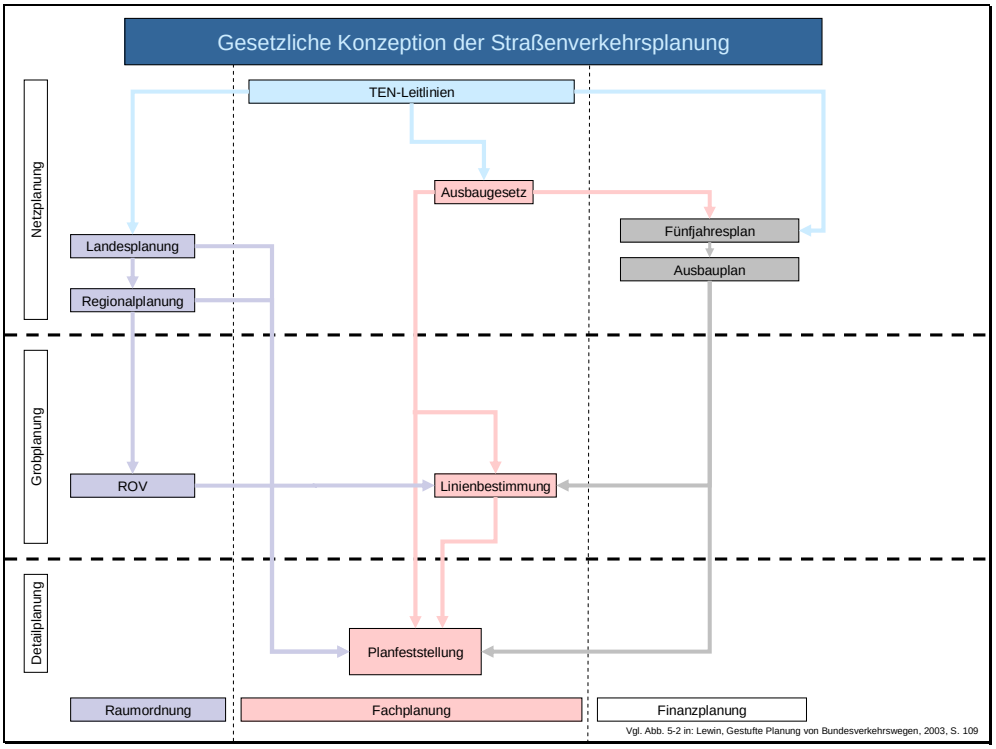


Abb. 2

2. Modifikationen und Defizite der gesetzlichen Konzeption in der Planungspraxis

Empirische Untersuchungen der Planungspraxis in den 1990er Jahren zeigen, dass die gesetzlichen Leitbilder und Vorgaben die realen Planungsabläufe nur begrenzt prägen. Besonders auffällig sind vier Aspekte[31]:

a) Trassenfindung in weitgehend informellen Vorverfahren

Zum einen werden die Trassen weitgehend außerhalb der formal vorgesehenen Verfahren in informellen Verfahren (Raumverträglichkeits- und Umweltverträglichkeitsstudien der Vorhabenträger) und bereits in engem Zusammenhang mit der Bedarfsplanung auf der Netzplanungsebene ausgewählt. Diese informellen Entscheidungen entfalten erhebliche faktische Bindungswirkungen in den nachfolgenden formalen Verfahren. Dies gilt selbst dann, wenn – wie im Straßenbereich – mit dem Linienbestimmungsverfahren in der Verfahrensverantwortung des Bundes ein spezielles Fachplanungsinstrument für eine Ländergrenzen überschreitende Grob-

31 S. auch *Lewin*, Gestufte Planung, S. 195 ff.

trassierung zur Verfügung steht[32]. Die formellen Verfahren werden dadurch in den Augen der an den informellen Trassenbestimmungen nicht beteiligten Öffentlichkeit oft zu bloßen Ratifikationsverfahren mit entsprechend geringer Kapazität zur Akzeptanzgewinnung[33].

b) Das Raumordnungsverfahren als Quasi-Fachplanung

Zum zweiten ist erkennbar, dass das Raumordnungsverfahren für die formale Grobtrassierung zum zentralen Verfahren wird[34]. Trotz seiner Stärken als ganzheitliches Instrument der Informationsgewinnung und Behördenkoordination wird das Raumordnungsverfahren dadurch nach seiner heutigen prozeduralen Ausgestaltung tendenziell überfordert[35]. Dies gilt einerseits im Verhältnis zur eigentlich vorgelagerten hochstufigen und regionalen Raumplanung, für die das Raumordnungsverfahren eigentlich nur eine Sicherungsfunktion, aber keine planerische Vorstrukturierungsfunktion übernehmen soll. Und es gilt andererseits im Verhältnis zur Fachplanung und zwar selbst dann, wenn wie mit dem Linienbestimmungsverfahren nach § 16 FStrG eigentlich ein entsprechendes Verfahren zur Verfügung steht. In der Praxis ratifiziert hierin jedoch der Bundesverkehrsminister regelmäßig nur die von den Landesraumordnungsbehörden erarbeiteten Ergebnisse, die ihrerseits – wie erwähnt – stark durch die informelle Trassenfindung unter Federführung von Bundesstellen vorgeprägt werden. Insgesamt kommt dem Linienbestimmungsverfahren in der heutigen Verwaltungspraxis kein Eigenwert zu[36], während das Raumordnungsverfahren zu einem Quasi-Fachplanungsverfahren mutiert[37]. Die sich damit auflösende Grenzziehung zwischen Raum- und Fachplanung überfordert tendenziell das dafür nicht konzipierte Raumordnungsverfahren ebenso wie die

---

32 Zum Ganzen: *Lewin*, Gestufte Planung, S. 141, 142 ff., 150, 173, 176, 179, 182 f., 189 (s. aber auch differenzierend S. 174 f., 182)

33 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 134 f., 147; selbst Länderinteressen können hierbei ggf. nicht hinreichend beachtet werden: ebd., 148 f., 151; vgl. auch SRU, Sondergutachten Straßenverkehr, Tz. 401.

34 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 104, 172; s. auch: *Salzwedel*, UVU, S. 72; *SRU,* Umweltgutachten 1994, Tz. 836; *BMU*, UGB-KomE, S. 1329 f.; mit positiver Bewertung: *Lautner*, Funktionen raumordnerischer Verfahren, S. 213 ff., 435

35 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 197, 246 f.; demgegenüber die genannten Stärken betonend: *Lautner*, Funktionen raumordnerischer Verfahren, S. 433, 438.

36 So wird teilweise von einer bloß „symbolhaften Bestätigungshandlung“ gesprochen: *Lewin*, Gestufte Planung, S. 104 f., 172, 179, 186 f., 194; s. auch: *Salzwedel*, UVU, S. 72; *Hönig,* in: Stüer, Verfahrensbeschleunigung, 162, 167 ff.; *Steinberg et al.*, Fachplanung, S. 502.

37 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 140 f.

Raumordnungsbehörden[38]. Vor allem aber ist die normative Unterscheidung zwischen überfachlicher, noch nicht parzellenscharfer Raumordnung und dem fachspezifischen, detailbezogenen Planfeststelllungsverfahren für die beteiligte Öffentlichkeit kaum nachzuvollziehen. In deren Augen erscheinen punktuelle Grenzziehungen im Raumordnungsverfahren als willkürlich, was die Akzeptanzgewinnung weiter erschwert[39].

Besonders problematisch ist drittens die Grenzziehung zwischen dem (quasi-fachplanerischen) Raumordnungsverfahren und dem sich anschließenden Planfeststellungsverfahren[40]. Insbesondere gelingt die mit einer Verfahrensstufung eigentlich angestrebte Problemabschichtung kaum. Dies gilt nicht zuletzt für die umwelt- und naturschutzrechtlichen Verträglichkeitsprüfungen, die vielfach als weitgehend identische Doppelprüfungen durchgeführt und wahrgenommen werden[41]. In abgeschwächter Form lässt sich dies aber auch für die Prüfung von Trassenalternativen feststellen, wobei zugleich eine starke faktische Bindung an die vorgelagerten informellen Trassierungsentscheidungen zu beobachten ist[42]. Die entsprechenden Diskussionen im Planfeststellungsverfahren nehmen daher häufig die Form vorrangig symbolischer Rituale an. Die Gründe für die geringe Abschichtungsleistung werden in den unklaren Bindungswirkungen zwischen den verschiedenen Planungsstufen[43] sowie in der Fokussierung der Rechtsschutzmöglichkeiten der Drittbetroffenen auf der Ebene der Planfeststellung gesehen[44].

---

38 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 105, 128 ff., 133, 153 f., 158, 164; deshalb behilft sich die Praxis gelegentlich mit einer für die Grobtrassierung eigentlich dysfunktionale Abschnittsbildung: ebd., S. 176 f.; s. ferner *SRU*, Sondergutachten Straßenverkehr, Tz. 401, 421.

39 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 134 f., 141, 154, 160, 162, 166.

40 *Lewin*, Gestufte Planung, S. S. 68, 69, 176, 178; Steinberg, DVBl. 2010, 137, 140 ff..

41 *Lautner*, Funktionen raumordnerischer Verfahren, S. 435; Posch-Kommission, Gesetzentwurf mit Begründung, S. 35; Steinberg, DVBl. 2010, 137, 146; s. auch BT-Wirtschaftsausschuss, BT-Drs. 16/12898, S. 8 f.

42 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 136 f., 178 f., 180; s. ferner *SRU*, Sondergutachten Straßenverkehr, Tz. 401.

43 BVerwGE 125, 116, Tz. 79; Steinberg, DVBl. 2010, 140 f.; *Hendler*, LKRZ 2007, 1, 4 ff.; *Lewin*, Gestufte Planung, S. 178 f.

44 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 196; s. auch *Lautner*, Funktionen raumordnerischer Verfahren, 1999, S. 218 ff., 436 ff. mit dem Reformvorschlag, die Ergebnisse des ROV als Verwaltungsakt zu qualifizieren.

Die obigen Schaubilder zur gesetzlichen Konzeption der Planung von Bundesfernstraßen und Betriebsanlagen der Bundeseisenbahnen sind danach wie folgt zu modifizieren[45]:

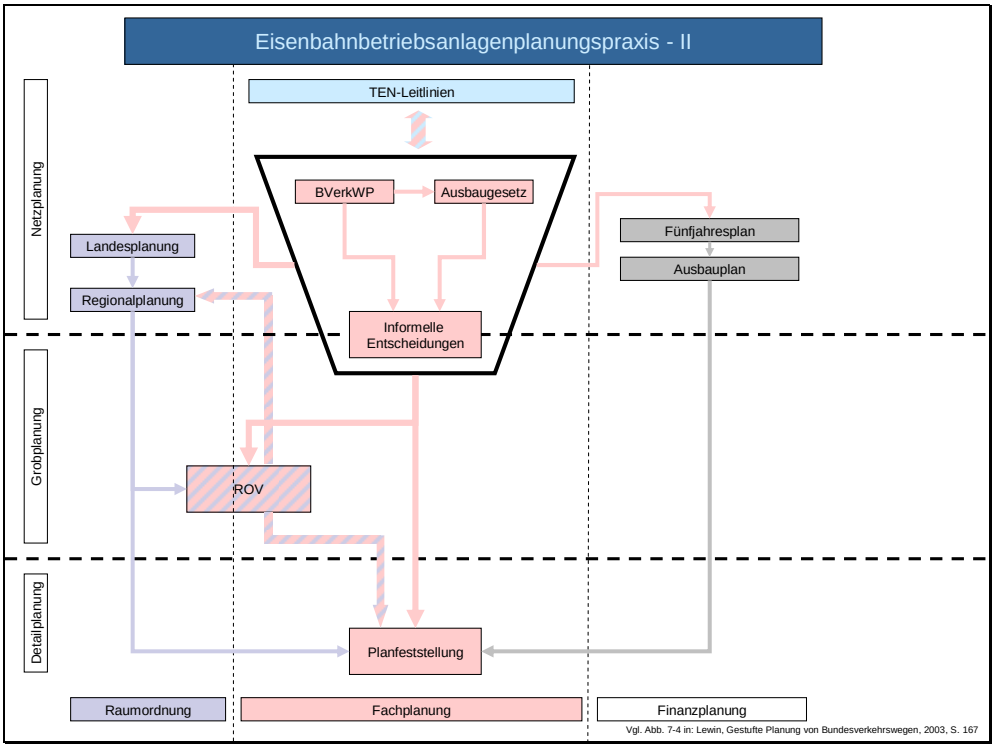


Abb. 3

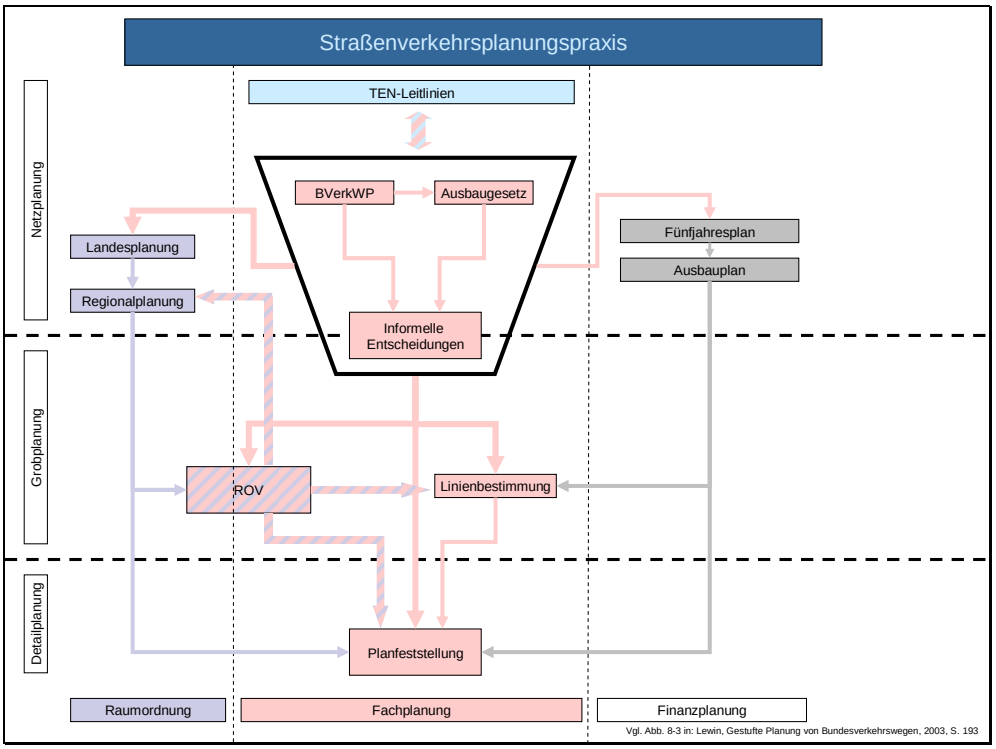


Abb. 4

45 Die folgenden Schaubilder beruhen auf den Abbildungen 7-4 und 8-3 in: *Lewin*, Gestufte Planung, S. 167, 193.

c) Dominanz der Vorhabenträger bei der Alternativenprüfung

Eine vierte Erkenntnis der Detailanalysen zur bisherigen Verkehrswegeplanung ist die Dominanz der Vorhabenträger hinsichtlich der Prüfung von Trassenalternativen[46]. Diese erfolgte bislang im Wesentlichen in den erwähnten informellen Vorabentscheidungen ohne Öffentlichkeitsbeteiligung aufgrund interner Raum- und Umweltverträglichkeitsstudien. Gegenstand der nachfolgenden formalen Verfahren werden diese Studien und Alternativenprüfungen jedoch regelmäßig nur, soweit der Vorhabenträger sie einbringt. Dieses restriktive Vorgehen wird zwar durch die ausdrücklichen Gesetzesvorgaben zur Alternativenprüfung im Raumordnungsverfahren (§ 15 I 3 ROG) und in der projektbezogenen Umweltverträglichkeitsprüfung (§ 6 III 1 Nr. 5 UVPG) nahegelegt. Zumindest die nachvollziehende Abwägung im Rahmen der Planfeststellung, aber wohl auch die faktisch wahrgenommene Planungsaufgabe im Raumordnungsverfahren verlangen für eine Beurteilung der Zulassungsfähigkeit der vom Vorhabenträger beantragten Trasse jedoch schon bisher einen Vergleich nicht nur mit freiwillig eingebrachten, sondern zumindest auch mit allen naheliegenden bzw. sich aufdrängenden Trassenvarianten[47]. Im Rahmen des Abwägungsgebots ist grundsätzlich zumindest summarisch auch die Null-Variante zu prüfen[48], da die – nur unter engen Voraussetzungen verfassungsrechtlich angreifbare[49] – gesetzliche Bedarfsfeststellung zwar bindend ist, jedoch durch überwiegende Belange in der Abwägung überwunden werden kann[50]. Allerdings werden wohl auch insoweit die faktischen Bindungen aus den erwähnten informellen Trassenbestimmungsverfahren wirksam.

Diese Dominanz des Verkehrsträgers bei der Alternativenwahl gewinnt zusätzliches Gewicht, wenn er anders als im bisherigen Straßenbau aufgrund aktueller Privatisierungstendenzen zunehmend ein nicht gemeinwohlgebundener Privatakteur ist. Diese Differenz relativieren auch Erkenntnisse der modernen politischen

---

46 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 159, 165, 166 am Beispiel von Bahntrassen; s. auch *Lautner*, Funktionen raumordnerischer Verfahren, S. 213 ff., 435 f.

47 *Lewin*, Gestufte Planung, S. 34 ff.; s. auch *Steinberg et al.*, Fachplanung, S. 236 ff.

48 *Steinberg et al.*, Fachplanung, S. 234 f.

49 *Durner*, Konflikte räumlicher Planung, S. 425; *Ziekow*, in: ders., Praxis des Fachplanungsrechts, Rn. 620; zum Maßstab der evidenten Unsachlichkeit: BVerfG, NVwZ 1998, 1060 f.; BVerwG, LKV 1997, 213, 214.

50 So die heutige Rspr.: BVerwGE 98, 339, 345 ff.; 100, 238, 253 ff.; 100, 370, 379 f., 384 ff.; 100, 388, 390; zust.: *Durner*, Konflikte räumlicher Planung, S. 424; *Ziekow*, in: ders., Praxis des Fachplanungsrechts, Rn. 622, 694, der zugleich auf das besondere Gewicht der gesetzlichen Bedarfsfeststellung verweist; s. dazu auch BVerwGE 107, 142, 145, 149 f.

Ökonomie über die Eigennutzmaximierung in öffentlichen Organisationen und das nicht zu unterschätzende Risiko von Staatsversagen nur graduell.

3. Eventuelle Reformalisierung der Trassenfindung durch SUP und FFH-Verträglichkeitsprüfung bei der Bedarfsplanung

Für die Zukunft ist im Verkehrssektor allerdings eine Verbesserung gegenüber der heutigen überragenden Bedeutung informeller Trassenfestlegungen mit dominantem Einfluss der Vorhabenträger zu erhoffen. Der Gesetzgeber hat sich nämlich 2005 – ohne dazu nach h.M. europarechtlich gezwungen zu sein[51] – für die Einbeziehung der Verkehrsbedarfspläne in die SUP-Pflicht mit ihrer Alternativenprüfungspflicht gemäß § 14g I 1 UVPG entschieden (§ 14b I Nr. 1 i.V.m. Anlage 3 Nr. 1 UVPG). Ferner unterliegt jedenfalls die Linien vorgebende Straßenbedarfsplanung nach heute überwiegender Auffassung der FFH-VP-Pflicht[52]. Entsprechende empirische Untersuchungen liegen allerdings noch nicht vor und sind wegen der Dauer der Planungsverfahren auch frühestens in einigen Jahren zu erwarten[53].

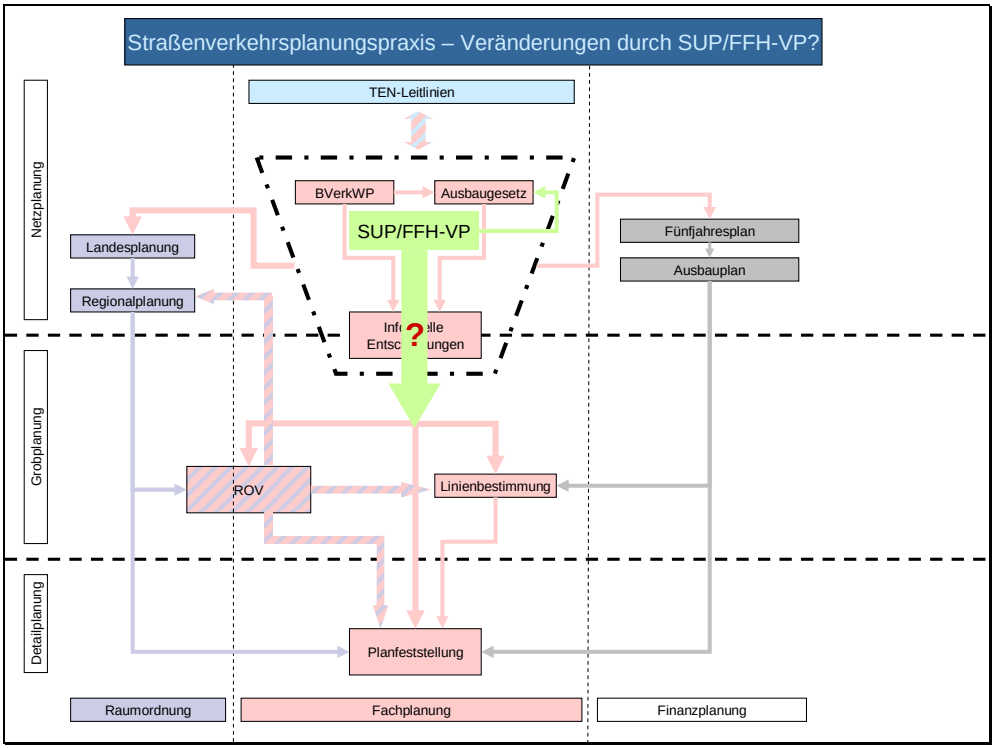


Abb. 5

51 *Verwiebe*, Umweltprüfungen, S. 235 f., 207 mit S. 69; a.A. *Lewin*, Gestufte Planung, S. 75.

52 *Verwiebe*, Umweltprüfungen, S. 251 f.; *Lewin*, Gestufte Planung, S. 87.

53 Vgl. aber die zumindest tendenziell positive Einschätzung des BVWP 2003 in: s. ferner *SRU*, Sondergutachten Straßenverkehr, Tz. 393 ff., 402, 415, 425 f.

II. Planungs- und Zulassungsstufung bei Stromübertragungsleitungen

1. Die gesetzliche Konzeption

Die aktuelle gesetzliche Ausgestaltung der Planungsstufung und Planungsverantwortlichkeiten für Stromübertragungsleitungen hat gewisse Parallelen zur oben skizzierten Lage bei Eisenbahnbetriebsanlagen. Für die liberalisierte Stromwirtschaft ist allerdings die zusätzliche Komplexität einerseits durch die Systemverantwortung einer Mehrzahl privater Übertragungsnetzbetreiber sowie andererseits aufgrund der Netzentgeltregulierung durch die Bundesnetzagentur einzukalkulieren, wie sie unter B.III.4. noch näher dargestellt wird. Überblicksartig stellt sich die Situation wie folgt dar[54]:

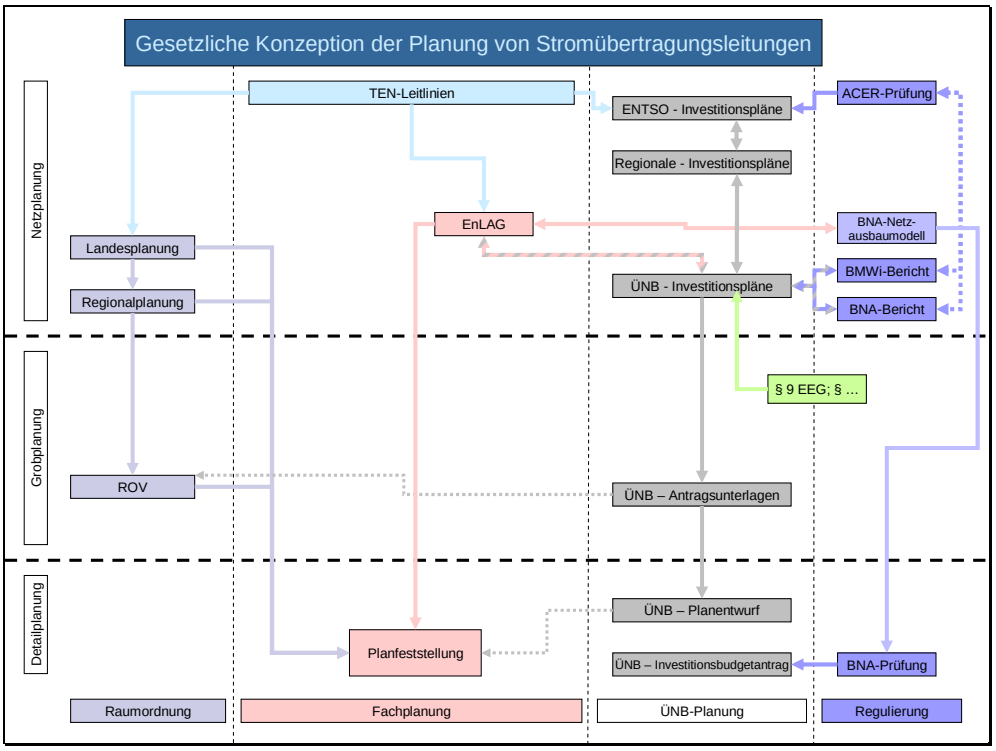


Abb. 6

Für die auf der linken Seite der Abbildung wiedergegebenen Stufen der Raum- und Fachplanung ergeben sich im Einzelnen die folgenden Merkmale:

54 Vgl. auch den Überblick bei *Säcker*, Ausbau, S. 37 ff., 73 ff.

Planungsstufe	Anwendbarkeit auf Übertragungs-leitungen (gemäß)	Alternativenprüfung vorgeschrieben (in)	UVP/SUP-Pflichtigkeit (gemäß)	FFH-VP-Pflichtigkeit (gemäß §§ 34, 36 BNatSchG)	Zuständigkeit (gemäß)
TEN-Leitlinien	Transeurop. Energie-infrastrukturen, Art. 170 I AEUV	Nein	Informell	Informell	EP und Rat auf Vorschlag der Kommission
Bedarfsplan (Anhang zum EnLAG)	Bezeichnete Leitungsvorhaben	Nein	Nein (hM)[55]	Nein[56]	BT / BRat
(Landesplanung) Oft ungenutzt!	„soll“: § 8 V 1 Nr. 3 lit. b ROG	iRd Abwägungs-gebots (§ 7 II 1 ROG)	SUP gem. § 9 ROG[57]	FFH-VP gem. § 7 VI ROG	LPlanBeh / LReg
(Regionalplaung) Oft ungenutzt!	„soll“: § 8 V 1 Nr. 3 lit. b ROG	iRd Abwägungs-gebots (§ 7 II 1 ROG)	SUP gem. § 9 ROG	FFH-VP gem. § 7 VI ROG	RP / LKr
ROV (§ 15 ROG)	„soll“: Freileitung ≥ 110 kV (§ 1 Nr. 14 ROV)	vom Vorhabenträger eingebrachte Altern. (§ 15 I 3 ROG)	UVP (§ 16 iVm §§ 3b, 3c und Anl. 1 UVPG [s.u.]; vorbe-haltl. abw. Lrechts)[58]	FFH-VP[59]	RP / LKr
Planfeststellung (§ 43 ff. EnWG)	- Freileitung ≥ 110 kV (§ 43 S. 1 Nr. 1 EnWG) - Erdkabel ≥ 110 kV im Küstenbereich (§ 43 S. 3 EnWG) - „kann“: EnLAG-Erdkabel (§ 2 III EnLAG)	eingeschränkt i.R.d. des allg. Abwä-gungsgebots gem. § 43 S. 2 EnWG[60]	UVP (Anl. 1 UVPG): - zwingend: (§ 3b UVPG) Freileitung ≥ 220 kV u. > 15 km Länge (Nr. 19.1.1) - nach allg Vorprüfg. (§ 3c S.1 UVPG): Freileitung ≥ 110 kV u. ≥ 5 km Länge (Nr. 19.1.2, 19.1.3)	FFH-VP und naturschutzrechtl. Eingriffsregelung	Zuständige Landesbehörde

Anmerkungen siehe S. 19

Tabelle 2

Auch die Bindungswirkungen der einzelnen Planungsinstrumente variieren:

Bindung für durch	Bedarfsplan	Landesplanung/ Regionalplanung	ROV	Planfeststellung	Netzentgelt-regulierung
TEN-Leitlinien	Grds. ja bzgl. Bedarf[61]	?	?	Bzgl. Bedarf	Jdf. nicht ausdrückl. (s. unten B.III.4.)
Bedarfsplan (Anhang zum EnLAG)	. / .	Str. eher nicht (s. ROV)	Str., eher nicht[62]	§ 1 II 3 EnLAG (Rechtfertigung + Abwägungsbelang)[63]	Jdf. nicht ausdrückl.
(Landesplanung)	. / .	. / .	Ziele: Ja, vorbehaltlich gesondertem Zielabweichungsverfahren gemäß § 6 ROG iVm LPlanR[64] Grds.: problemat.[65]	Ziele: Beachtenspflicht[66] vorbehaltlich integrierter Zielabweichungsentscheidung[67] Grundsätze: Berücksichtigungspflicht[68]	Jdf. nicht ausdrückl.
(Regionalplaung)	. / .	. /.	Ja[69]	s.o.	Jdf. nicht ausdrückl.
ROV (§ 15 ROG)	. / .	. / .	. / .	Berücksichtigung: § 4 I 1 i.V.m. § 3 I Nr. 4 ROG[70]	Jdf. nicht ausdrückl.
[hypothetisch: Linienbestimmung]	. /.	. / .	i.d.R. erst nach ROV[71]	Grds. ja, aber gewisser Konkretisierungsspielraum[72]	Jdf. nicht ausdrückl.
Planfeststellung (§ 43 ff. EnWG)	. / .	. / .	. / .	. / .	Jdf. nicht ausdrückl.

Anmerkungen siehe S. 19

Tabelle 3

[55] So überzeugend zu gesetzlichen Bedarfsplänen im allgemeinen: *Verwiebe*, Umweltprüfungen, S. 207 mit S. 69; *Stüer*, UPR 2003, 97, 99 f.; ohne vertiefte Begründung differenzierend zwischen Bundesverkehrswegeplan und den Bedarfsplänen der Ausbaugesetze: *Lewin*, Gestufte Planung, S. 75; s. ferner: *Lambrecht*, NuR 2002, 265, 276; speziell zum EnLAG-Bedarfsplan gegen eine SUP-Pflicht: *Bundesregierung*, BT-Drs. 16/10491, Anlage 4 (S. 23); a.A. *BRat*, ebd. Anlage 3 (S. 22).

[56] Anders als bei den Straßenbedarfsplänen, für die eine FFH-VP-Pflicht angenommen wird (*Verwiebe*, Umweltprüfungen, S. 251 f.), enthält der EnLAG-Bedarfsplan keinerlei Linienvorgaben, sondern bestimmt lediglich grobe Anfangs- und Endpunkte, wodurch das Projekt m.E. noch nicht prüfungsfähig definiert wird.

[57] Zur diesbzgl. Vollregelung durch das ROG 2009: *Durner*, NuR 2009, 373, 378 f.; zur SUP-Pflicht nach SUP-RL: *Verwiebe*, Umweltprüfungen, S. 212 f., 216.

[58] Zu dieser Neuregelung und dem Abweichungsrecht der Bundesländer: Gesetzentwurf zum Rechtsbereinigungsgesetz Umwelt vom 17.3.2009, BT-Drs. 16/12277, S. 9 f. sowie Gegenäußerung der BReg, BT-Drs. 16/13301, S. 11; zu den Bedenken des BRat: BT-Drs. 16/13301, S. 1 f.

[59] Dies entspricht der bislang h.M. zum BNatSchG a.F., wobei allerdings häufig auf die im BNatSchG 2009 entfallene „Pläne und Entscheidungen“ umfassende Definition des gemäß § 36 BNatSchG 2009 / § 35 BNatSchG a.F. maßgeblichen Planbegriffs in § 10 I Nr. 12 BNatSchG a.F. Bezug genommen wurde: *Lewin*, Gestufte Planung, S. 88; entscheidend ist aber die richtlinienkonforme teleologische Auslegung, dass sich die von der FFH-RL geforderte Alternativenprüfung auf der reinen Projektebene erheblich eingeschränkt ist, so dass eine FFH-VP auf vorgelagerten Stufen wie dem „planungsäquivalenten“ ROV (s.o. bei Fn. 24) erfolgen muss: vgl. *Verwiebe*, Umweltprüfungen, S. 250 f.; aus den Materialien zum BNatSchG 2009 ergibt sich kein Hinweis auf eine materielle Änderungsabsicht des Gesetzgebers.

[60] Nach h.M. verlangt die Eingriffsregelung jdf. keine weitergehende Alternativenprüfung: *Spieth/Appel*, NuR 2009, 669, 673 mit Fn. 56.

[61] *Lewin*, Gestufte Planung, S. 106, Regierungsbegründung zum EnLAG, BT-Drs. 16/10491, S. 5 f., 16 f.

[62] *Lewin*, Gestufte Planung, S. 106.

[63] In der Literatur ist umstritten, ob der Planrechtfertigung eigenständiger Gehalt neben dem Abwägungsgebots zukommt. In jedem Fall entfaltet der Bedarfsplan allein eine Bindung hinsichtlich der Bedarfsfeststellung, diese kann jedoch ausnahmsweise sogar durch überwiegenden Belange überwunden werden: *Lewin*, Gestufte Planung, S. 95 f.

[64] *Hopp*, Rechts- und Vollzugsfragen, 17 ff., 107; *Lewin*, Gestufte Planung, S. 66, 106.

[65] *Lewin*, Gestufte Planung, S. 66.

[66] Dazu *Koch/Hendler*, Baurecht, S. 51: nur zielinterne Konkretisierung zulässig

[67] Dazu *Koch/Hendler*, Baurecht, S. 54.

[68] Dazu *Koch/Hendler*, Baurecht, S. 45 f.

[69] *Lewin*, Gestufte Planung, S. 106

[70] *Hermes*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 43 Rn. 19; allg.: *Koch/Hendler*, Baurecht, S. 57, 45 f.; *Lewin*, Gestufte Planung, S. 98 ff.; *Steinberg*, DVBl. 2010, 137, 140 f.

[71] *Lewin*, Gestufte Planung, S. 104.

[72] *Lewin*, Gestufte Planung, S. 96 ff.

2. Erkenntnisse und Hypothesen zur Planungspraxis

Es erscheint nicht unplausibel, dass bei einer empirischen Untersuchung realer Planungsverfahren für Stromübertragungsleitungen, wie sie bislang allerdings nicht vorliegt[73] und mit diesem in zeitlich höchst engem Rahmen zu erstellenden Kurzgutachten nicht geleistet werden konnte, ähnliche informelle Strukturen festzustellen wären wie im Verkehrsbereich. Ein Indiz hierfür ist die große Bedeutung der dena I-Studie[74] für den EnLAG-Bedarfsplan[75]. Die beträchtlichen Unsicherheiten über die künftige Energieversorgung und die nicht besser ausgestalteten gesetzlichen Vorgaben für die energiewirtschaftlichen Planungsprozesse sprechen für diese Vermutung. Für die liberalisierte Stromwirtschaft ist zudem die zusätzliche Komplexität einerseits durch die Systemverantwortung einer Mehrzahl privater Übertragungsnetzbetreiber sowie andererseits durch die Netzentgeltregulierung seitens der Bundesnetzagentur einzukalkulieren, was den informellen Koordinationsbedarf weiter steigert. Die ebenfalls große, in die Fachplanung übergreifende Bedeutung von Raumordnungsverfahren bei der formalen Leitungstrassenfestlegung entspricht im Übrigen vorliegenden Erkenntnissen aus bisherigen leitungsbezogenen Planungsverfahren im Verkehrssektor[76]. Danach dürften sich reale Planungsprozesse vermutlich wie folgt gestalten:

---

73 Bisherige Untersuchungen bestätigen allein die seltene Nutzung der Landesentwicklungspläne und Regionalpläne für eine Grobtrassierung und bestätigen damit auch für den Strombereich die faktisch überragende Bedeutung des Raumordnungsverfahrens als formelles Verfahren der quasi-fachplanerischen Grobtrassierung: *Lautner*, Funktionen raumordnerischer Verfahren, 213 ff., 435 f.; s. ferner: *Horstmann*, Anforderungen, S. 3 ff., der im Übrigen vor allem das damals noch fehlende Planfeststellungsverfahren für Hochspannungsfreileitungen fordert (S. 388 ff.); ebenso: BMU, UGB-KomE, S. 1351 f.; *Papier*, Festlegung und Freihaltung von Leitungstrassen, S. 58 ff.; *ders.*, RdE 1986, 194 ff.; *Rieger*, Bau von Hochspannungsfreileitungen, S. 162 ff.; auch neuere Studien, deren Reformvorschläge nachstehend zu erörtern sind (unten D.), bieten keine der Forschung zum Verkehrswegebau vergleichbaren empirischen Detailuntersuchungen: *Sauer/Schneller*, Beschleunigung; *Schneller*, DVBl. 2007, 529 ff.; *Schiller*, UPR 2009, 245 ff.; *de Witt*, RdE 2006, S. 141 ff.; *Gramlich*, LKV 2008, 530 ff.

74 Zum Konsortium für die Erstellung der dena Netzstudie I (Zeithorizont: 2010) gehörten drei der vier Übertragungsnetzbetreiber, das Deutsche Institut für Windenergie (DEWI) sowie das Energiewirtschaftliche Institut (Köln); das Konsortium für die dena Netzstudie II (Zeithorizont: 2020) umfasst zusätzlich den vierten Übertragungsnetzbetreiber und das ISET (Kassel); die dena hat die beiden Studien durch Public-Private-Partnerships finanziert, Gesellschafter der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) sind die Bundesrepublik Deutschland, die KfW-Bankengruppe, Allianz SE, Deutsche Bank AG und die DZ Bank AG.

75 Vgl. Regierungsbegr. zum EnLAG, BT-Drs. 16/10491, S. 15 sowie S. 9 ff.; 17 ff.

76 S. vorstehend unter B.I.2.

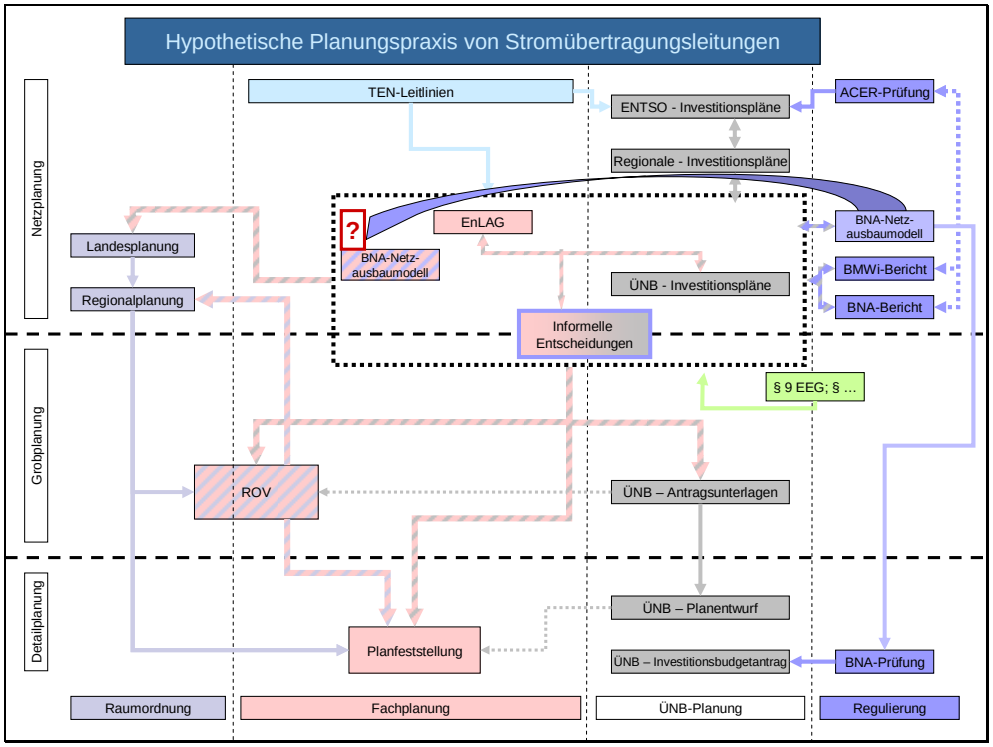


Abb. 7

III. Energiewirtschaftsrechtliche Investitionssteuerungsansätze als relevante Systemelemente

Wie in den Schaubildern bereits angedeutet, sind energiewirtschaftsrechtliche Investitionssteuerungsansätze zentrale Elemente im Anreiz- und Steuerungssystem, das für den stromwirtschaftlichen Infrastrukturausbau maßgeblich ist. Sie müssen daher zwingend in die Betrachtung einbezogen und mangels entsprechender Untersuchungen in der Literatur ausführlich dargestellt werden.

1. Entflechtungsvorgaben als investitionsfördernde Strukturregulierung?

Mit dem 3. Energiebinnenmarktpaket wurden die regulatorischen Vorgaben zur Entflechtung des Übertragungsnetzbetriebs erheblich intensiviert[77]. Das Zielmodell einer eigentumsrechtlichen Entflechtung sowie die spezifischen Vorgaben zur Investitionsplanung bei den Alternativmodellen eines unabhängigen Netzbetreibers bzw. eines unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers (s.u.) wurden ausdrücklich mit

[77] Zum Folgenden ausführlich: *Schneider*, in: ders./Theobald, HbEnWiR, 3. Aufl. (i.E.), § 2 Rn. 45 f., 48 ff. m.w.N.

dem bisher defizitären grenzüberschreitenden Infrastrukturausbau begründet. Allerdings kann eine Entflechtung vertikal integrierter Unternehmen nur Fehlanreize zum wettbewerbsbeschränkenden Investitionsverzicht beseitigen sowie positiven Anreizen aus zu erwartenden Investitionsrenditen einen relativ größeren Stellenwert im wirtschaftlichen Kalkül eines Netzbetreibers sichern.

Mit Netzengpässen verbundene Knappheitspreise können jedoch für entflochtene Netzbetreiber ebenso wie Investitionsrenditerisiken in einer sich grundlegend wandelnden Energieversorgungsstruktur auch weiterhin gegenteilige Anreize setzen. Zudem entfallen für entflochtene Netzbetreiber strategische Investitionsanreize zur besseren Vermarktung eigener neuer Erzeugungskapazitäten. Da die früheren Verbundunternehmen zunehmend in die Offshore-Windenergienutzung investieren, wären solche internen Anreize zumindest nicht auszuschließen. Jedenfalls ist einzukalkulieren, dass den ÜNB zwar normativ immer noch die Gesamtsystemverantwortung zugeordnet wird (s.u. B.III.2.b)), sie diese in liberalisierten und funktional differenzierten Versorgungsstrukturen aber jedenfalls nur unter komplexeren Bedingungen wahrnehmen können. Eine investitionsfördernde Wirkung ist von der zunehmenden Unternehmensentflechtung daher wohl allenfalls in Grenzen zu erwarten.

2. Systemische und punktuelle Investitionspflichten für Netzbetreiber nach EnWG und EEG

Der Gesetzgeber vertraut deshalb mit gutem Grund nicht allein auf die strukturell ansetzenden – und in Deutschland ohnedies noch nicht vollständig umgesetzten – Entflechtungsvorgaben, sondern ergänzt diese durch ausdrückliche Investitionspflichten. Dabei ist zwischen punktuellen und systemischen Pflichten zu unterscheiden. Als punktuelle Investitionspflichten werden hier solche Pflichten bezeichnet, die sich aus privatrechtlichen Netzausbauansprüchen von individuellen Erzeugungsanlagenbetreibern ergeben. Besonders detailliert geregelt sind solche Ansprüche im nachfolgend exemplarisch dargestellten § 9 EEG, weitere Ansätze für solche punktuellen Pflichten finden sich in § 4 VI 2 KWKG oder § 6 I KraftNAV. Während diese punktuellen Investitionspflichten bilateral im Zivilrechtsweg anlässlich konkreter Konflikte durchgesetzt werden müssen, beziehen sich die systemischen Investitionspflichten aus §§ 11, 12 EnWG auf die insgesamt bedarfsgerechte Erweiterung der Netzkapazitäten. Ihre Erfüllung wird mit einem unten näher erläuterten Zusammenspiel reflexiver Steuerung und regulierungsbehördlichen Befugnissen angestrebt.

a) Punktuelle Ausbauansprüche gemäß § 9 EEG

aa) Anspruchsinhalt

§ 9 EEG verpflichtet den nächstgelegenen Netzbetreiber im Fall von Kapazitätsengpässen zu einer unverzüglichen Netzkapazitätserweiterung durch Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes im Rahmen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit. Die im Grundprinzip identische Vorgängerregelung kam wegen des Vorrangprinzips nur sehr eingeschränkt zur Geltung. Dies dürfte sich mit dem zunehmenden Ausbau insbesondere der Windenergie jedoch ändern.

Wichtig ist zunächst der systematische Kontext. So klärt § 5 IV EEG, dass die Netzanschlusspflicht nicht an einer noch nicht erfolgten zumutbaren Kapazitätserweiterung scheitert. Aus § 11 I EEG ergibt sich einerseits, dass der Abnahmevorrang gemäß § 8 I EEG, vorbehaltlich einer Vereinbarung gemäß § 8 III EEG und der Extremfallbefugnisse gemäß § 11 II EEG i.V.m. §§ 13 I, 14 I EnWG 2005, gegenüber jeder Art konventionellen Stroms etwa auch im Grundlastbereich besteht. Das gesetzlich legitimierte Einspeisemanagement gemäß § 11 EEG bezieht sich also nur auf eine ausschließlich von EE-Strom verursachte Überlastung. Andererseits stellt § 11 I 2 EEG klar, dass das gesetzliche Einspeisemanagement keinesfalls die Kapazitätserweiterungspflicht einschränkt, sondern nur die unvermeidbare Investitionsphase überbrücken soll. § 9 IV EEG soll schließlich klarstellen, dass die Investitionspflichten nach § 4 VI KWKG sowie nach § 12 III EnWG unberührt bleiben, erstreckt diese Klärung jedoch irritierender Weise nicht auf § 11 I 1 EnWG[78].

Die Entstehung des Anspruchs wird gegenüber dem früheren § 4 II 3 EEG 2004 vorverlagert und setzt nach der Regierungsbegründung nur noch eine nicht präzise definierte und daher konfliktträchtige Planreife der Anlage voraus[79]. Anspruchsverpflichtet sind alle relevanten Netzbetreiber, ggf. also nicht nur der nächstgelegene Verteilnetzbetreiber, sondern zumindest auch der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber[80]. Verletzt der Netzbetreiber schuldhaft seine Investitionspflicht, verpflichtet ihn § 10 EEG zum Schadenersatz.

Während § 4 II 2 EEG 2004 nur eine Ausbaupflicht statuierte, differenziert § 9 I 1, III EEG – wie § 11 I EnWG – zwischen Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau und verwendet Kapazitätserweitung in der Überschrift als Oberbegriff. Während manche

---

78 S. auch *Schäfermeier*, in: Reshöft, § 9 EEG Rn. 48.

79 BT-Drs. 16/8148, S. 45.

80 *Schäfermeier*, in: Reshöft, § 9 EEG Rn. 8.

hierin keinerlei substantielle Veränderung sehen[81], leiten andere daraus eine beachtliche Erweiterung des Netzausbaubegriffs ab[82]. Die bisher nach der Rechtsprechung auf einen sogenannten qualitativen oder netzinternen Ausbau beschränkte Verpflichtung[83] werde durch den Begriff der Verstärkung erfasst, während Netzausbau künftig auch die räumliche Ausdehnung meine (sog. quantitativer Netzausbau)[84]. Für diese Interpretation spricht die heute bestehende begriffliche Parallelität mit § 11 I 1 EnWG, der ebenfalls die räumliche Ausdehnung von Netzkapazitäten umfasst[85].

bb) Begrenzung durch Zumutbarkeit i.S. typisierend ermittelter volkswirtschaftlicher Effizienz

Wie bisher und wie andere Investitionspflichten begründende Normen[86] beschränkt § 9 III EEG die Kapazitätserweiterungspflicht auf das wirtschaftlich Zumutbare, ohne diesen Begriff näher zu definieren. Trotz der subjektiven Formulierung als Zumutbarkeitsgrenze ist nach einhelliger Meinung jedenfalls auch, wenn nicht sogar überwiegend eine volkswirtschaftliche Betrachtung vorzunehmen[87]. Dafür spricht insbesondere die Möglichkeit der Umlage von Ausbaukosten auf die Netzentgelte und damit auf die Gesamtheit der Netznutzer.

Wollte man jedoch eine solche volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtung wirklich fundiert unternehmen, müsste man die Gesamtinvestitionen – wohl richtigerweise unter Einschluss der Anlagenerrichtungskosten[88] und gestrandeter konventioneller Erzeugungsinvestitionen – mit dem umweltpolitischen Wert einer Anlage vergleichen[89]. Zudem wird nicht ohne Grund darauf verwiesen, dass nicht nur der Nutzen einer Netzinvestition für die konkrete Anlage in die Betrachtung einzubeziehen ist, sondern auch die Nutzung durch künftig anzuschließende EE-

---

81 *Ehricke*, in: Frenz/Müggenborg, § 9 EEG Rn. 12.

82 *Schäfermeier*, in: Reshöft, § 9 EEG Rn. 29 f.

83 Vgl. zu dieser Rspr., nach der allerdings auch neue Direktleitungen netzinterne Maßnahmen sein konnten: BGH ZNER 2007, 318, 322.

84 *Schäfermeier*, in: Reshöft, § 9 EEG Rn. 30.

85 Vgl. *Stötzel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 11 EnWG Rn.32.

86 S. die Normanalyse bei *Schneider*, IR 2009, 2 ff.

87 Statt vieler: *Schäfermeier*, in: Reshöft, § 9 EEG Rn. 16 ff.

88 S. auch: *Langbein/Weißenborn*, RdE 2008, 23, 24.

89 Häufig wird ein Vergleich zwischen Netzausbaukosten und prognostiziertem Anlagenertrag als Maß für deren umweltpolitischen Wert vorgeschlagen (BT-Drs. 15/2864, S. 34; *Schäfermeier*, in: Reshöft, § 9 EEG Rn. 18 ff.).

Stromerzeugungsanlagen[90]. Eine derart fundierte Gesamtbetrachtung ist notwendig mit massiven Prognoseunsicherheiten und einer enormen Komplexität belastet, die in dem bipolaren Rechtsverhältnis eines anspruchsberechtigten Einspeisewilligen und dem verpflichteten Netzbetreiber und im Zivilprozess nicht angemessen verarbeitet werden kann. Deshalb stellen der historische Gesetzgeber und die Rechtsprechung[91] rechtlich akzeptabel „typisierend" auf die Anlagenerrichtungskosten ab[92] und halten für zumutbar einen „Ausbau daher insbesondere dann, wenn die Kosten des Ausbaus 25 Prozent der Kosten der Errichtung der Stromerzeugungsanlage nicht überschreiten"[93]. Die gegenüber dieser Typisierung zunehmend kritische Literatur konnte jedenfalls bislang keine überzeugenden und handhabbaren Alternativkonzepte vorlegen[94].

cc) Kostentragung durch den ÜNB und Effizienzanforderungen der Netzentgeltregulierung

Ein wichtiger Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen ist die Frage, in welchem Umfang Anlagenbetreiber Netzkosten zu tragen haben. Insoweit enthalten §§ 13 I; 14 EEG eine ausdrückliche Kostenregelung, nach der die Anlagenbetreiber die Anschlusskosten und die Netzbetreiber die wegen neu angeschlossener Anlagen erforderlichen Ausbaukosten zu tragen haben (Kostenteilung). Inwieweit der Netzbetreiber die Ausbaukosten auf die Netzentgelte umlegen kann, wird durch das EEG 2009 anders als noch in § 13 II 3 EEG nicht mehr im EEG angesprochen, sondern bestimmt sich nun eindeutig allein nach den allgemeinen – nachfolgend unter B.III.4. diskutierten – Regeln über Netzentgelte[95].

dd) Horizontaler Belastungsausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern nur gemäß § 2 IV EnLAG

---

90 *Schäfermeier*, in: Reshöft, § 9 EEG Rn. 16 unter Hinweis auf BT-Drs. 15/2864, S. 34.

91 BGH, RdE 2008, 19, 21; 2009, 146, 147; s. auch OLG Hamm, ZNER 2005, 325, 326.

92 Hierzu wegen der Manipulationsmöglichkeiten für den Anlagenbetreiber krit.: *Jahn*, IR 2004, 199, 200.

93 Begründung zu den gleichlautenden Gesetzentwürfen der Bundesregierung sowie der Fraktionen SPD und Bündnis 90/DIE GRÜNEN, BT-Drs. 15/2864 Anlage 4, S. 34 (zu § 4 II EEG-E 2004); zust.: *Altrock u.a.*, EEG, 2. Aufl. 2008, § 4 Rn. 63; *Schneider*, IR 2009, 2, 6 f.

94 Vgl. etwa: *Schäfermeier*, in: Reshöft, § 9 EEG Rn. 18 ff.; *Ehricke*, in: Frenz/Müggenborg, § 9 EEG Rn. 47 ff.; *Salje*, § 5 EEG Rn. 56 f, 60

95 *Schäfermeier*, in: Reshöft, EEG, § 14 Rn. 10, 7 mit Rn. 2.

Beachtung verdient im vorliegenden Zusammenhang des Weiteren, dass der für die EEG-Einspeisevergütungen geltende horizontale Belastungsausgleich nach § 36 EEG sich nicht auf die durch die Ausbaupflichten gemäß § 9 EEG verursachten Kosten erstreckt[96]. Aufgrund der Multifunktionalität von Netzausbaumaßnahmen wäre es auch problematisch, diese als Teil der EEG-Kosten auszuweisen[97]. Ohne eine sondergesetzliche Regelung findet insoweit also kein horizontaler Belastungsausgleich statt. Die Belastungsausgleichsregelung des § 17 IIa 4 EnWG greift vorliegend nicht, da sie sich nur auf die abweichend von § 13 I EEG von den ÜNB zu tragenden Kosten für den Netzanschluss von Offshore-Windenergieanlagen, nicht aber auf die sich aus §§ 9; 14 EEG ergebende Netzausbaukostentragungspflicht bezieht.

Eine Ausnahme folgt allein aus § 2 IV EnLAG und zwar beschränkt auf die Standardmehrkosten für Errichtung, Betrieb und Änderungen von denjenigen Erdkabeln, die in § 2 I EnLAG als Pilotprojekte bestimmt sind. Damit sollen die mit diesen Projekten verbundenen positiven externen Effekte (energiewirtschaftliche Erfahrungen von bundesweiter Bedeutung) für alle ÜNB berücksichtigt werden[98]. Ein genereller Belastungsausgleich zwischen den ÜNB für Netzausbaukosten stellte die Effizienzregulierung für Netzentgelte in Frage, weshalb eine Änderung der geltenden Regelung grundlegender Prüfung bedarf, die im Rahmen dieses enger fokussierten Gutachtens nicht erfolgen kann[99].

ee) Investitionsanreize beim Einspeisemanagement gemäß §§ 11, 12 EEG

Ein indirekter Investitionsanreiz folgt aus den Regeln zum gesetzlichen Einspeisemanagement gemäß §§ 11, 12 EEG. Während das vertragliche Einspeisemanagement gemäß § 8 III EEG eine Abweichung vom Vorrangprinzip auch zugunsten konventioneller Erzeugungskapazitäten insbesondere aus technisch oder ökonomisch nur schwer regelbaren Grundlastkraftwerken erlaubt, bezieht sich das

---

96 *Schäfermeier*, in: Reshöft, EEG, § 36 Rn. 21.

97 Dafür jedoch: VIK zit. nach BT-Drs. 16/12898, S. 13.

98 Regierungsbegründung zum EnLAG, BT-Drs. 16/10491, S. 17; im Gesetzgebungsverfahren wurde in Parallele zu den EEG- und KWK-Belastungsausgleichssystemen ein Ausgleich in Relation zu den abgegebenen Strommengen statt zu den Leitungslängen festgelegt, um nicht die ostdeutschen Netznutzer übermäßig zu belasten: Änderungsantrag der FDP und BT-Wirtschaftsausschuss, BT-Drs. 16/12898, S. 16 f., 17; zu eventuellen Effekten eines Belastungsausgleichs auf Erdkabelvorgaben der Bundesländer s. BDI zit. nach BT-Drs. 16/12898, S. 14.

99 Vgl. die Argumentationsansätze bei *Wissner/Growitsch*, ET 2010 (H. 5), 32 ff.

gesetzliche Einspeisemanagement nach § 11 I EEG ausschließlich auf eine Netzüberlastung allein durch EE-Strom[100]. Im Gegenzug zur Abregelung seiner Anlage erhält der Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber gemäß § 12 I EEG eine verschuldensunabhängige Entschädigung[101]. Im hiesigen Zusammenhang ist von Bedeutung, dass § 12 II EEG die Refinanzierung der Entschädigungszahlungen über die Netzentgelte u.a. an die Erfüllung der Investitionspflichten bindet, wobei die Netzbetreiber insoweit einer unabhängigen Kontrolle durch die zuständigen Regulierungsbehörden unterliegen[102]. Da es sich beim gesetzlichen Einspeisemanagement um eine zumindest derzeit noch nicht regelmäßig Anwendung findende Ausnahmeregelung handelt, ist die Steuerungswirkung dieses indirekten Investitionsanreizes eher gering einzuschätzen.

b) Systemische Investitionspflichten gemäß §§ 11, 12 EnWG

§ 11 I 1 EnWG verpflichtet Netzbetreiber generell ihre Netze bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken oder auszubauen[103] soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist[104]. Für Übertragungsnetzbetreiber wird diese Pflicht in § 12 III EnWG dahin weiter konkretisiert[105], dass sie dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen haben, die Übertragungsnachfrage zu befriedigen und durch ausreichende Übertragungskapazitäten zur Versorgungssicherheit beizutragen. Ferner müssen ÜNB nach § 12 II EnWG benachbarten ÜNB die für einen koordinierten Ausbau erforderlichen Informationen über ihre Ausbauplanungen und ihre Bedarfsprognosen bereitstellen[106].

Anders als die punktuellen Ausbaupflichten nach EEG oder KWKG ist die systemische Ausbaupflicht gemäß EnWG nicht von der Anmeldung eines konkreten Bedarfs abhängig, sondern verlangt – wie § 12 IIIa EnWG nachdrücklich belegt –

---

100 *Schäfermeier*, in: Reshöft, § 11 EEG Rn. 1.

101 S. auch *Salje*, § 11 EEG Rn. 20.

102 Vgl. *Ehricke*, in: Franz/Müggenborg, § 12 EEG Rn. 23; zur disziplinierenden Wirkung s. auch: *Reshöft/Sellmann*, ET 2009 (H. 1/2), 139, 143.

103 Nach Ansicht des Änderungsgesetzgebers waren diese drei Teilpflichten in der bisherigen umfassenden Ausbaupflicht des § 11 I 1 EnWG bereits enthalten, so dass deren explizite Auflistung keine neuen Verpflichtungen begründet und auch keine rangfolge zwischen den Maßnahmen begründet: Regierungsbegründung, BT-Drs. 16/10491, S. 18.

104 Hierzu allg.: *Säcker*, Ausbau, S. 99 ff.; *ders.*, RdE 2009, 305 ff.

105 Eine Verschärfung gegenüber der Ausbaupflicht aus § 11 I 1 EnWG folgt aus § 12 III EnWG nicht: *Stötzel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12 Rn. 31.

106 Hierzu näher *Stötzel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rn. 28.

eine vorausschauende Netzausbauplanung[107]. Damit dies den ÜNB möglich ist, sind Betreiber von Erzeugungsanlagen und Verteilnetzen sowie Stromlieferanten nach § 12 IV EnWG verpflichtet, die erforderlichen Informationen den ÜNB zur Verfügung zu stellen. Maßstab der systemischen Ausbaupflichten ist nur eine dauerhafte Nachfragedeckung und Sicherstellung von Versorgungssicherheit, nicht jedoch die Befriedigung nur kurzfristiger individueller Bedarfe[108].

Die Regierungsbegründung zu § 12 III EnWG betont die unternehmerische Eigenverantwortlichkeit nach wirtschaftlichen Kriterien[109]. Wegen der Prognoseunsicherheiten hinsichtlich künftiger Bedarfe und der unternehmerischen Freiheitsrechte wird dies teilweise als Bestätigung einer weitgehenden Einschätzungsprärogative der ÜNB im Investitionsbereich verstanden[110]. Demnach wären weder die Regulierungsbehörde noch Gerichte – unbeschadet etwaiger konkreter Verpflichtungen aus § 9 III EEG, 4 VI KWKG etc.[111] – berufen, die Übertragungsnetzbetreiber zu bestimmten Ausbaumaßnahmen zu verpflichten[112]. Andere betonen demgegenüber zu Recht, dass die Entscheidungsfreiheit der Übertragungsnetzbetreiber bei einem Verstoß gegen ihre durch §§ 11, 12 EnWG auferlegte Systemverantwortung und die damit verbundenen Ausbaupflichten ende[113]. So müsse die Regulierungsbehörde den ÜNB zwar die Auswahl zwischen mehreren gleichwertigen Ausbauvarianten belassen, gegen Investitionsunterlassungen, die mit §§ 11 I 1; 12 III EnWG unvereinbar wären, dürfe die BNetzA jedoch mit Anordnungen gemäß § 65 II EnWG unter Androhung von Zwangsgeldern gemäß § 94 EnWG korrigierend vorgehen[114].

Nicht ohne Grund wird eine solche zwangsbewehrte Ausbauanordnung der BNetzA gegenüber einem ÜNB jedoch zugleich als praktisch unwahrscheinlich eingestuft[115]. Schon eine rechtssichere Tenorierung dürfte angesichts der Komplexität eines Netzausbaus schwer fallen. Demgemäß sah selbst der gescheiterte Kommissionsvorschlag von 2003 für die Versorgungssicherheitsrichtlinie Strom behördliche Sanktionsbefugnisse bei Investitionsblockaden nicht im Zusammenhang mit einem originären behördlichen Investitionsanordnungsrecht vor, sondern knüpfte an die

---

107 *Stötzel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rn. 33, 35.

108 *Stötzel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rn. 34, s. auch Rn. 36.

109 BT-Drs. 15/3917, S. 56.

110 Vgl. *Baur*, ZNER 2004, 318, 322.

111 Vgl. *Stötzel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rn. 31.

112 *Schumacher*, Innovationsregulierung, S. 252.

113 *Stötzel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Nr. 37; § 12 Rn. 31.

114 *Stötzel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rn. 37, 31.

115 *Stötzel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 11 Rn. 37.

fehlende Umsetzung eines zuvor vom ÜNB vorgelegten und von der Regulierungsbehörde genehmigten Investitionsplan an[116]. Gleiches gilt nunmehr für die unten näher beschriebenen Durchsetzungsbefugnisse nach dem 3. Energiebinnenmarktpaket bei Investitionsblockaden durch unabhängige Übertragungsnetzbetreiber (ITO) (s. B.III.3.b(bb)).

Dementsprechend beschränkt sich auch das EnLAG auf eine verbindliche Bedarfsfestlegung und die Feststellung der Konformität mit den Zielen des § 1 EnWG. Eine konkrete Ausbaupflicht der ÜNB wird hingegen nicht ausgesprochen und lässt sich auch über §§ 11 I 1, 12 III EnWG nur hinsichtlich ihres grundsätzlichen Bestehens ableiten. Eine Befugnis zu detailgenauen Vorgaben ist damit jedoch nicht verbunden.

c) Zwischenbilanz

Nach den vorstehenden Analysen lassen sich jedenfalls großräumige Kapazitätserweiterungen im Übertragungsnetz, wie sie bei einem anhaltenden Ausbau der deutschen Windkraftkapazitäten zwingend erforderlich werden, über punktuelle Investitionsansprüche und Zumutbarkeitsbetrachtungen nicht angemessen steuern. Wie gezeigt, ist aber auch die reale Steuerungskraft der systemischen Investitionspflichten des EnWG für sich genommen als gering einzustufen[117]. Es bedarf daher einer Ergänzung durch planerische Arrangements. Der Regulierungsgesetzgeber setzt hierzu zunächst auf eine behördlich kontrollierte Investitionsplanungspflicht der Netzbetreiber und damit auf eine Form reflexiver Steuerung.

3. Reflexive Steuerung durch Investitionsplanungspflichten der Netzbetreiber

a) Unternehmensbezogene Investitionsplanungspflichten nach geltendem EnWG

Nach § 12 IIIa 1 EnWG haben die ÜNB alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzzustand und ihre Netzausbauplanung zu erstellen, diesen jedoch nur auf

---

116 Vgl. Art. 7 VI des Kommissionsvorschlags für eine Richtlinie über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturen, KOM (2003) 740, S. 13 f.

117 Krit. zur Steuerungskraft: *Schumacher*, Innovationsregulierung, S. 252.

Verlangen der Regulierungsbehörde vorzulegen. Damit unterstreicht das Gesetz den reflexiven, auf die Investitionsplanung der ÜNB selbst zielenden Steuerungsansatz.

Allerdings ist die BNetzA aus anderen Bestimmungen zur Anforderung der ÜNB-Berichte verpflichtet, weil sie die Grundlage für die Erfüllung der Berichtspflichten der BNetzA selbst nach § 63 IVa EnWG[118] bzw. der europarechtlich veranlassten[119] Berichtspflichten des BMWi gemäß § 63 I i.V.m. § 51 (insb. II 2) EnWG bilden. Ferner dürften die ÜNB-Berichte eine wichtige Basis für das BNetzA-Monitoring gemäß § 35 I Nr. 8 EnWG[120] und den diesbezüglichen Bericht gemäß § 63 IV EnWG bieten. Nach § 12 IIIa 3 EnWG kann die BNetzA kurzfristig ÜNB-Berichte über bestimmte Teile des Netzes anfordern, etwa wenn die allgemeinen Berichte nach S. 1 oder andere Informationen Anhaltspunkte für konkrete Kapazitätsdefizite bieten[121]. In diesem Zusammenhang ist ferner auf die jährliche Schwachstellenanalyse der ÜNB zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen gemäß § 13 VII EnWG hinzuweisen.

Durch das Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze von 2009 wurde die Steuerungswirkung der periodischen Berichtspflicht zum Netzzustand und Netzausbauplanung dadurch gestärkt, dass der Netzausbauplanungsberichtsteil nach dem neu eingefügten § 12 IIIa 2 EnWG konkrete Maßnahmen sowie deren geplanten Beginn und geplantes Ende enthalten muss. Dadurch werden einerseits die ÜNB zu einer intensivierten Planung gezwungen und der BNetzA werden dadurch zumindest Ansatzpunkte für konkrete Untersuchungen und ggf. Korrekturen geboten.

b) Künftige Änderungen durch das Dritte Energiebinnenmarktpaket

aa) Unternehmensübergreifende Planungspflichten auf europäischer Ebene

---

118 Hierzu *Hermes*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 63 Rn. 13, der auf den Unterschied dieser zusammenfassenden Auswertung gegenüber der Weitergabe der ÜNB-Berichte selbst an Dritte mit berechtigten Interessen aufgrund von § 12 IIIa 4 EnWG hinweist.

119 Vgl. *Hermes*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 63 Rn. 4 mit Nachweisen zur europarechtlichen Berichtspflichten nach der EltRL 2003; durch die EltRL 2009 ergeben sich insoweit keine Neuerungen.

120 Zum Monitoring als systematischer Wirkungskontrolle und Beobachtung: *Herzmann,* in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 35 Rn. 3 ff., 11.

121 *Stötzel*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 12 Rn. 34.

Wie das nationale Recht geht das EU-Energierecht seit langem von einer Systemverantwortung der ÜNB aus[122]. Diese wird in Zukunft außer durch die erwähnten unternehmensbezogenen Netzinvestitionspläne auf nationaler Ebene durch unternehmensübergreifende Investitionspläne auf regionaler und gesamteuropäischer Ebene instrumentell unterstützt[123]. Verantwortlich für den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, der auf einer Prognose zur Angemessenheit der Stromerzeugung basiert, ist das neu gegründete European Network of Transmission System Operators (EnTSO). Dessen Planung wird durch die Europäische Energieagentur überprüft, die eine begründete Stellungnahme abzugeben hat und ggf. Verbesserungsempfehlungen an das ENTSO oder die Kommission richten kann[124].

bb) Partielle Verschärfung der Plandurchführungskontrolle

Das 3. Energiebinnenmarktpaket enthält zudem eine bemerkenswerte Verschärfung von Investitionsplanungspflichten auf nationaler Ebene. Diese greifen jedoch nur dann, wenn erstens der deutsche Gesetzgeber und zweitens die deutschen Übertragungsnetzbetreiber[125] von der (dritten, auf deutsches Betreiben eingefügten) Option eines unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers (ITO) Gebrauch machen[126]. Der Änderungsbedarf wäre in diesem Fall allerdings erheblich. Art. 22 EltRL 2009 verlangt nämlich die jährliche Vorlage eines zehnjährigen Netzentwicklungsplans durch den ÜNB, den dieser durch eine Konsultation aller einschlägigen Interessenträger vorbereiten muss. Im Rahmen ihrer Prüfung des Plans muss die Regulierungsbehörde eine erneute Konsultation durchführen, die diesmal alle tatsächlichen und potentiellen Netzbenutzer einbeziehen muss und deren Ergebnisse zu veröffentlichen sind (Art. 22 IV). Bestehen Zweifel an der Kohärenz mit dem vom European Network of Transmission System Operators (ENTSO) zu erstellenden gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, hat die Regulierungsbehörde die Europäische Energieagentur ACER zu konsultieren. Ergeben sich bei ihrer Prüfung

---

122 Art. 12 EltRL 2009, zuvor Art. 9 EltRL 2003.

123 Zu regionalen Investitionsplänen s. Art. 12 und zu gesamteuropäischen Investitionspläne s. Art. 8 X StromhandelZVO; aus der Lit.: *Neveling*, ZNER 2007, 378, 380 f.

124 Art. 8 XI, 9 II StromhandelZVO 2009.

125 Nach Art. 9 XI EltRL können die Mitgliedstaaten ihre ÜNB nicht durch die Einführung etwa des ITO-Modells an einer eigentumsrechtlichen Entflechtung hindern.

126 Demgegenüber werden Investitionspläne beim ISO-Modell nur knapp in Art. 13 II lit. c EltRL 2009 erwähnt und sind für eigentumsrechtlich entflochtene ÜNB sogar nur indirekt ableitbar aus Art. 37 I lit. g EltRL 2009.

Defizite, kann die nationale Regulierungsbehörde eine Änderung des Plans durch den ITO verlangen (Art. 22 V).

Deutlich intensiver werden auch die sich anschließenden Überwachungsbefugnisse der Regulierungsbehörden. Unterlässt der ITO eine angekündigte Investitionsmaßnahme ohne zwingende, von ihm nicht zu beeinflussende Gründe, muss die Behörde eine der drei nachfolgenden Maßnahmen anordnen (Art. 22 VII):

– Aufforderung an den ITO die betreffende Investition durchzuführen,
– Einleitung eines offenen Ausschreibungsverfahrens für die Investition[127],
– Verpflichtung des ITO zu einer zweckgerichteten Kapitalerhöhung unter Einbeziehung unabhängiger Investoren.

Hierbei notwendige Finanzierungsvereinbarungen sind genehmigungsbedürftig. Die hierdurch verursachten Kosten sind durch die Netzentgelte zu decken.

Mit dieser Regelung wurde der oben erwähnte, 2003 gescheiterte Kommissionsvorschlag für die Versorgungssicherheitsrichtlinie (Strom) teilweise aufgegriffen und fortentwickelt. Es ist aber erneut darauf hinzuweisen, dass diese Regelung nur bei Nutzung der ITO-Option europarechtlich zwingend vorgegeben ist. Sowohl beim Modell einer eigentumsrechtlichen Entflechtung wie beim ISO-Modell statuiert die Richtlinie nur schwach instrumentierte Investitionsplanungspflichten[128], die keine hinreichenden Anknüpfungspunkte für die in Art. 37, IV 2 lit. d EltRL 2009 vorgesehenen Sanktionsbefugnisse bieten.

4. Investitionsanreize und Investitionssicherheit in der Netzentgeltregulierung

Private ÜNB werden als notwendig gewinnorientierte Unternehmen Investitionen nur vornehmen (können), wenn diese hinreichende Gewinne versprechen. Andererseits müssen sie als Monopolunternehmen einer Preisregulierung unterliegen, um ungerechtfertigte Monopolrenditen zu vermeiden. Diese schwierige Balance sucht der deutsche Gesetz- und Verordnungsgeber im Rahmen der gemäß § 21a I EnWG

---

127 Problematisch könnte sich hierbei die Systemintegration erweisen, weshalb Art. 22 VII (2) EltRL nur die Finanzierung und Errichtung, nicht aber den Betrieb durch Dritte vorsieht, sondern den Betrieb in der Verantwortung des ITO belassen will.

128 Demgegenüber werden Investitionspläne beim ISO-Modell nur knapp in Art. 13 II lit. c EltRL 2009 erwähnt und sind für eigentumsrechtlich entflochtene ÜNB sogar nur indirekt ableitbar aus Art. 37 I lit. g EltRL 2009. Nach Art. 37 I lit. g EltRL 2009 bieten diese Pläne wie nach geltendem Recht nur die Grundlage für Monitoring- und Berichtspflichten, nicht aber für daran unmittelbare anknüpfende Anordnungsbefugnisse.

grundsätzlich effizienzorientierten Anreizregulierung durch eine gesonderte Berücksichtigung gesetzlich veranlasster Netzerweiterungs- und Netzumstrukturierungsinvestitionen als sogenannte nicht beeinflussbare Kostenanteile zu ermöglichen (§ 21a IV EnWG). Das Instrument hierzu sind sogenannte Investitionsbudgets nach § 23 ARegV[129].

a) Investitionsbudgets und Netzausbaumodelle als potentielle regulierungsbehördliche Bedarfsplanung

Investitionsbudgets können von einem ÜNB für in § 23 I ARegV definierte Investitionsmaßnahmen bei der BNetzA beantragt werden, wozu nach S. 2 insbesondere Investitionen für die Integration der vorliegend interessierenden EE-Anlagen (Nr. 2), für näher definierte Erdverkabelungen (Nr. 6), für den Einsatz des Leiterseil-Temperaturmonitorings und von Hochtemperatur-Leiterseilen (Nr. 8) sowie für HGÜ-Leitungen (Nr. 9) gehören[130]. Die BNetzA prüft (1.) ob ein Projekt zu den erfassten Investitionsmaßnahmen gehört und (2.) die Kosteneffizienz der geplanten Investition, wobei insoweit nach § 23 IV ARegV Referenznetzanalysen angewendet werden sollen. Referenznetzanalysen sind nach § 22 II 3 ARegV Optimierungsverfahren zur Ermittlung von modellhaften Netzstrukturen und Anlagenmengengerüsten, die unter den bestehenden Randbedingungen, insbesondere der Notwendigkeit des Betriebs eines technisch sicheren Netzes, ein optimales Verhältnis von Kosten und netzwirtschaftlichen Leistungen aufweisen. Wie § 23 IV ARegV klarstellt, erfolgt die Erstellung der Referenznetze trotz des modellhaften Ansatzes auf der Grundlage der bestehenden Gesetze, womit der Verordnungsgeber die Pfadabhängigkeit des Netzausbaus berücksichtigt, aber zugleich einen modellhaften Optimierungs- und Innovationsimpuls setzt.

In der bisherigen Anwendungspraxis konnte die BNetzA nach dem von der zuständigen Beschlusskammer 4 veröffentlichten Leitfaden zu Genehmigungsanträgen für Investitionsbudgets noch keine derartige Referenznetzanalyse vornehmen, weil das von ihr angestrebte Netzausbaumodell aufgrund nicht näher beschriebener Umsetzungsschwierigkeiten noch nicht vorliegt und wohl auch bis

---

129 Der Verordnungsgeber setzt damit den gesetzlichen Regelungsauftrag gemäß § 21a VI 2 Nr. 7 und 8 EnWG um.

130 Daneben ist auf Investitionsbudgets gemäß § 23 I 2 Nr. 5 ARegV für die – außerhalb des Gegenstands dieses Gutachtens liegende – Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen hinzuweisen.

zum nächsten Antragszeitpunkt am 30.6.2010 nicht vorliegen wird[131]. Die BNetzA behilft sich bis zur Erstellung eines solchen Modells mit der Unterstellung, dass jedenfalls Projekte, die in der dena 1 Studie als notwendig ermittelt wurden, in den TEN-Leitlinien benannt sind oder planfestgestellt wurden, die Voraussetzungen von § 23 I ARegV grundsätzlich erfüllen. Ergänzend dürfte Gleiches nach Verabschiedung des EnLAG für die in dessen Bedarfsplan aufgenommenen Projekte gelten, soweit diese nicht schon durch die von den BNetzA erwähnten Vermutungsfälle erfasst sind.

Künftig soll somit das Netzausbaumodell der BNetzA zum zentralen Entscheidungsmaßstab werden. Damit wird das Modell erhebliche Steuerungswirkung auch für die Netzplanung der ÜNB entfalten. Dessen ungeachtet enthält die ARegV kaum materielle und keinerlei prozedurale Anforderungen an die Erstellung des Modells[132]. Die BNetzA selbst hat in dem besagten Leitfaden ihr (informelles) Bestreben ausgedrückt, den notwendigen Szenariorahmen unter Beteiligung aller maßgeblichen Akteure entwickeln zu wollen[133]. Welche Akteure dies im Einzelnen sein sollen und wie das Beteiligungsverfahren ausgestaltet sein soll, erläutert sie allerdings nicht. Eine öffentliche Konsultation hat es ausweislich der Angaben auf der BNetzA-Internetseite jedenfalls bislang nicht gegeben.

In welchem Umfang also etwa Belange der Raumordnung bei der Modellbildung berücksichtigt werden sollen bleibt offen. Hinweise auf eine gewisse Berücksichtigung raum- und fachplanerischer Vorgaben ergeben sich allein aus dem besagten Leitfaden, allerdings ohne direkte gesetzliche oder verordnungsrechtliche Basis und auch nur für die bis zur Erstellung des Modells hilfsweise durchgeführte Einzelfallbeurteilung. So unterstellt die BNetzA hierbei die Bedarfsgerechtigkeit planfestgestellter Investitionsprojekte[134]. Ferner erkennt sie die Ergebnisse laufender (?) oder abgeschlossener Raumordnungsverfahren/ Planfeststellungsverfahren wohl als Gründe für den Ausschluss von Trassenvarianten durch den antragstellenden ÜNB im Rahmen seiner Variantenauswahl an[135].

Diese explizite und nachvollziehbare Variantenauswahl des ÜNB beruht auf der – ebenfalls weder gesetzlich noch verordnungsrechtlich ausdrücklich verankerten –

---

131 *BNetzA*, Leitfaden Investitionsbudgets 2009, S. 4 f.; Die BK 4 sieht diesen Leitfaden bemerkenswerter Weise als funktionales Äquivalent zu einer von § 32 I Nr. 8 ARegV eigentlich vorgesehenen Festlegung: ebd. S. 17.

132 Ergänzend zu den o.g. Anforderungen aus § 22 II 3 ARegV lässt sich aus S. 1 der Vorschrift der Stand der Wissenschaft als maßgeblicher Qualitätsmaßstab entnehmen.

133 *BNetzA*, Leitfaden Investitionsbudgets 2009, S. 5.

134 *BNetzA*, Leitfaden Investitionsbudgets 2009, S. 5.

135 *BNetzA*, Leitfaden Investitionsbudgets 2009, S. 15.

Vorgabe des Leitfadens, dass die vom ÜNB gemäß § 23 III 2 ARegV vorzulegende Bedarfsanalyse nicht nur die von ihm gewählte Vorzugsvariante, sondern auch Alternativlösungen einschließlich einer vergleichenden Wirtschaftlichkeitsanalyse enthalten muss[136]. Kriterien für die Variantenwahl sollen nach dem Leitfaden jenseits des angesprochenen raum- oder fachplanerisch begründeten Trassenausschlusses die bedarfsbezogene Eignung der Maßnahme, die Wirtschaftlichkeit sowie Wechselwirkungen mit anderen Investitionsprojekten im Übertragungsnetz sein[137]. Schließlich soll – wie schon in § 23 III 3 ARegV bestimmt – ein Abgleich mit den oben angesprochenen ÜNB-Netzausbauberichten gemäß § 12 IIIa EnWG vorgenommen werden.

Bislang scheint das Netzausbaumodell einen primär regulierungsrechtlichen Fokus zu haben, es wird jedoch selbst dann neben Effizienzerwägungen zumindest Bedarfsaspekte umfassend einbeziehen müssen. Es bietet damit Ansatzpunkte für die Entwicklung zu einer administrativen und quasi-fachplanerischen Bedarfsplanung auf Gesamtnetzebene[138]. Der damit offenkundigen Bedeutung wird bislang jedoch weder seine normative Fundierung noch die materielle und vor allem prozedurale Ausgestaltung gerecht[139].

b) Einzelprobleme der Gewährleistung von Investitionssicherheit durch Investitionsbudgets

Diese konzeptionellen Erwägungen spielten in der bisherigen Diskussion noch keine Rolle. Vielmehr werden von den ÜNB immer wieder verschiedene Einzelprobleme benannt, die eine für den Netzausbau hinderliche Investitionsunsicherheit aufgrund regulatorischer Risiken begründen oder übermäßig die Investitionsrendite und damit die Investitionsanreize schmälern. Dabei sind die bislang nicht durch formale Festlegungen seitens der BNetzA geklärten und inhaltlich zwischen BNetzA und Netzbetreibern streitigen Regeln für Investitionsbudgets gemäß § 23 ARegV bedeutsam[140]. Von den Netzbetreibern wurden in der Konsultation über die

---

136 *BNetzA*, Leitfaden Investitionsbudgets 2009, S. 14, 15.

137 *BNetzA*, Leitfaden Investitionsbudgets 2009, S. 15.

138 In diese Richtung tendierend: *Kurth*, ET 2010 (H. 1/2), 38, 40 f.; s. ferner: *Weyer*, ZNER 2009, 211; *Schumacher*, Innovationsregulierung, S. 302.

139 Vgl. auch *Hermes*, in: Marburger, Energieversorgung, unter C.V.3.a), der krit. auf das eingeschränkte Legitimationspotential der BNetzA verweist.

140 Zum Folgenden einerseits BNetzA, Leitfaden Investitionsbudgets 2008 sowie Konsultation Investitionsbudgets; andererseits beispielhaft: Stellungnahme des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft vom 31.3.2008 zum Konsultationspapier der BNetzA vom 29.2.2008.

ursprünglich angestrebten Festlegungen für Investitionsbudgets vor allem folgende Aspekte als kritisch angesehen, auf welche die BNetzA in ihrem aktuellen Leitfaden von 2009 anders als noch im ursprünglichen Leitfaden von 2008 zumindest teilweise reagiert hat:

– Ursprünglich unzureichende Anerkennung von Fremdkapitalzinsen[141],
– unzureichender Einbezug der kalkulatorischen Gewerbesteuer[142],
– mangelnde Berücksichtigung durch Netzerweiterungen bedingter zusätzlicher Betriebskosten[143],
– „Befristung“ der Investitionsbudgets, indem die Kosten aus genehmigten Investitionsbudgets nicht für die gesamte kalkulatorische Nutzungsdauer der entsprechenden Anlagen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten deklariert werden[144],
– Kürzung der Investitionsbudgets um einen pauschalierten Ersatzanteil[145],
– unsichere Berücksichtigung exogen veranlasster Kostensteigerungen etwa aufgrund gestiegener Rohstoffpreise[146],
– ursprünglich unzureichende Berücksichtigung von Anlagen im Bau aus dem Jahr 2006/2007[147],
– Dauer der Investitionsbudgetgenehmigungsverfahren von teilweise mehr als 20 Monaten.

Diese komplexen wirtschaftlichen und rechtlichen Streitfragen sind nicht Gegenstand dieses juristischen Kurzgutachtens.

Kurz zu erörtern ist jedoch noch die Frage nach dem Zeitpunkt von Antragstellung bzw. Genehmigung der Budgets. § 23 III 1 ARegV legt für den Zeitpunkt der

---

141 Inzwischen hat sich jedoch die für die Investitionsbudgets zuständige BK 4 den Forderungen der ÜNB teilweise angenähert: *BNetzA*, Leitfaden Investitionsbudgets 2009, S. 9; durch die Befristung der Bugdets und den damit ausgelösten Wechsel in die Erlösregulierung durch die insoweit anders agierende BK 8 bleibt dieser Aspekt jedoch weiter relevant: *Ruge*, in: Schneider/Theobald, HbEnWiR, 3. Aufl. (i.E.), § 19 Rn. 90.

142 *BNetzA*, Leitfaden Investitionsbudgets 2009, S. 10.

143 Hierzu am Beispiel der Netzanbindung von Offshore-Windparks: *Ruge*, in: Schneider/Theobald, HbEnWiR, 3. Aufl. (i.E.), § 19 Rn. 96.

144 Dazu: *BNetzA*, Leitfaden Investitionsbudgets 2009, S. 10; diese Befristung wird vielfach als rechtswidrig eingestuft: *Ruge*, in: Schneider/Theobald, HbEnWiR, 3. Aufl. (i.E.), § 19 Rn. 83 ff.; *Lippert*, RdE 2009, 353 ff.; *Höch*, ET 2008 (H. 10), 22, 26 ff.; *Scholtka/Baumbach*, NJW 2010, 1118, 1121.

145 Dazu: *BNetzA*, Leitfaden Investitionsbudgets 2009, 7 f.; ablehnend: *Ruge*, in: Schneider/Theobald, HbEnWiR, 3. Aufl. (i.E.), § 19 Rn. 91 ff.

146 *BNetzA*, Leitfaden Investitionsbudgets 2009, S. 8.

147 Dazu nun aber: *BNetzA*, Leitfaden Investitionsbudgets 2009, S. 6; s. auch: *Ruge*, in: Schneider/Theobald, HbEnWiR, 3. Aufl. (i.E.), § 19 Rn. 82.

Antragstellung fest, dass diese spätestens sechs Monate vor Beginn des Kalenderjahrs, in dem die Investition kostenwirksam werden soll, bei der BNetzA erfolgen muss. Kostenwirksam werden Maßnahmen mit Inbetriebnahme oder sobald sie i.S.d. Rechtsprechung des BGH als Anlagen im Bau aktiviert werden dürfen. Damit ist aber – wohl entgegen dem Verständnis der Behörde[148] – nicht geregelt, wann der Antrag frühestens gestellt werden kann. Hintergrund der Zurückhaltung der Behörde gegenüber frühzeitigen Entscheidungen ist vermutlich das Interesse an möglichst aktuellen und verlässlichen Angaben zur Kostenkalkulation. Dies ist aus entgeltregulatorischer Sicht verständlich, mindert jedoch die Investitionsplanungsicherheit.

c) Investitionsanreize durch Regulierungsferien?

Anders als bei Investitionen in grenzüberschreitende Verbindungsleitungen, für die Art. 7 StromhandelZVO 2003 bzw. Art. 17 StromhandelZVO 2009 Investitionsanreize durch Befreiungen von Verpflichtungen zur diskriminierungsfreien Vergabe von Übertragungskapazitäten sowie von der Netzentgeltregulierung erlaubt[149], gibt es für innerstaatliche Investitionsprojekte keine derartigen Optionen der behördlichen Eröffnung von Regulierungsferien. An dieser Rechtslage hat sich auch durch das 3. Energiebinnenmarktpaket nichts geändert. Ohne dies in diesem Gutachten abschließend prüfen zu können, spricht im Übrigen viel dafür, dass durch diese restriktive Regeln auf europäischer Ebene, der nationale Gesetzgeber gehindert ist, seinerseits „Ferien“ von den Regulierungsverpflichtungen gemäß Art. 37 EltRL 2009 zu gestatten[150].

---

148 S. aber: *BNetzA*, Leitfaden Investitionsbudgets 2009, S. 5 f.

149 Hierzu: *Däuper*, NuR 2009, 214, 220

150 Zum Verstoß des Regulierungsferien für neue TK-Märkte anstrebenden § 9a TKG gegen Gemeinschaftsrecht mit einer zumindest vordergründig partiell auf das Energierecht übertragbaren Argumentation: EuGH, MMR 2010, 119 ff. m. Anm. *Körber*: Eingriff in die durch das EU-Recht der Regulierungsbehörde zugewiesene Befugnisse; Einschränkung des Regulierungsermessens; Einschränkung der Berücksichtigung von Kommissionsempfehlungen zur Marktdefinition; Missachtung anderer Regulierungsziele.

C. Erfahrungen im Ausland

Die Beschleunigung von Planungsverfahren für Übertragungsnetzleitungen wird nicht nur in Deutschland, sondern auch im Ausland intensiv diskutiert und hat dort bereits teilweise zu Rechtsänderungen geführt. Nachfolgend werden neuere Entwicklungen im schweizerischen und US-amerikanischen Recht des Stromleitungsbaus untersucht. Diese beiden Länder bieten sich wegen ihrer ebenfalls bundesstaatlichen Verfassungsordnung für einen Rechtsvergleich besonders an. Zudem ist die Schweiz wie Deutschland dicht besiedelt und die schweizerische Bevölkerung reagiert ebenfalls sensibel auf Beeinträchtigungen des Landschaftsbilds.

I. Schweiz

1. Zweistufiges Planungsverfahren

In deutlicher Differenz zum deutschen Planungsrecht ist das schweizerische Planungsverfahren im Kern lediglich zweigestuft, liegt in der Hand von Bundesbehörden und zeichnet sich durch eine formale Prozeduralisierung bereits der hochstufigen Netz- und Trassenplanung aus. Ein gegebenenfalls nötiger Ausgleich mit konfligierenden Vorgaben kantonaler Richtpläne, die ungefähr den Landesentwicklungsplänen der deutschen Bundesländer entsprechen, erfolgt in einem grundsätzlich konsensorientierten Bereinigungsverfahren.

Die eigentlichen Verfahrensstufen sind das netzbezogene Sachplanverfahren, in dem auch die grobe Trassenfindung in einem Korridor weniger hundert Meter vorgenommen wird, sowie das dem deutschen Planfeststellungsverfahren vergleichbare Plangenehmigungsverfahren. Übersichtsartig ergibt sich folgender Ablauf[151]:

[151] Die folgende Abbildung stammt aus Sachplan Übertragungsleitungen – 12.04.2001, S. 9.

Figur 1: Einbettung des Sachplans in den Verfahrensablauf

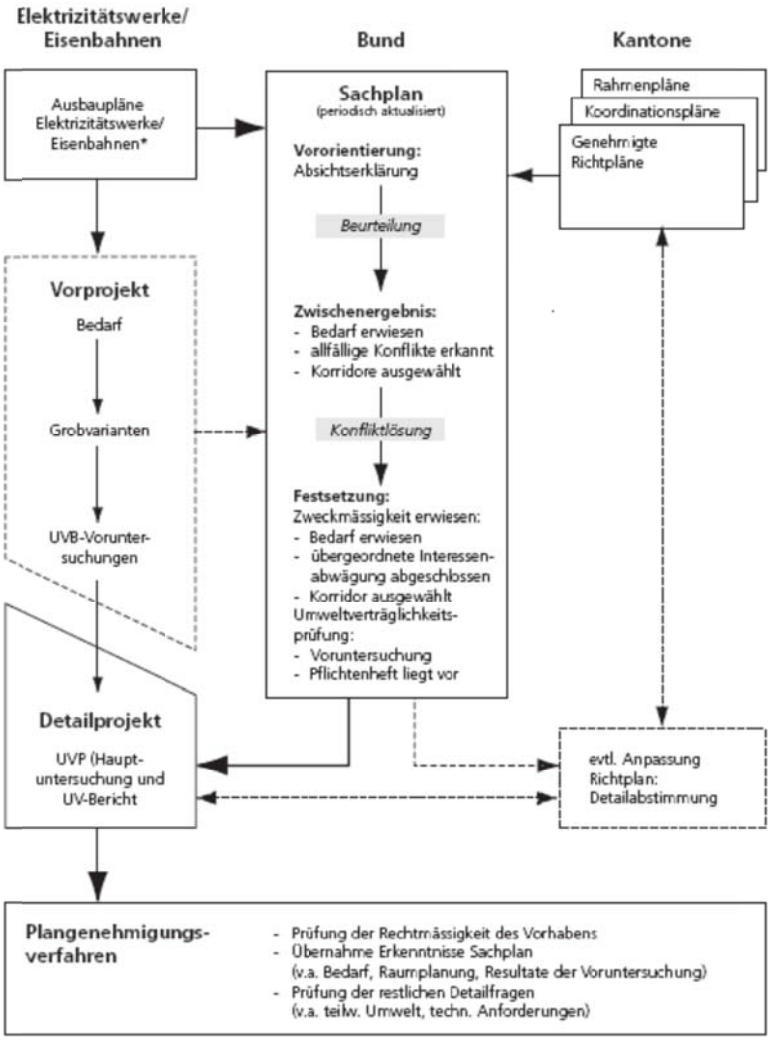


Abb. 8

a) Bedarfsplanung und Korridorbestimmung durch Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) des Bundes mit Interessentenbeteiligung

Der Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) entstand 2001 in Umsetzung des raumordnerischen Realisierungsprogramms der Schweizer Bundesregierung und nutzt ein dem Bund in Art. 13 Raumplanungsgesetz (RPG-CH) allgemein zur Erfüllung seiner raumwirksamen Aufgaben zur Verfügung gestelltes Instrument. In Sachplänen zeigt der Bund gemäß Art. 14 II Raumplanungsverordnung (RPV-CH), welche Sachziele er verfolgt und wie er diese aufeinander und mit den Raumordnungszielen abstimmt.

Die Koordination zwischen kantonaler Raumordnung in Richtplänen und Bundesraumordnung in Sachplänen erfolgt mittels verschiedener Instrumente:

– Pflicht der Kantone, die für sie nach Art. 23 I RPV-CH verbindlichen Sachpläne bei ihren Richtplänen zu berücksichtigen (Art. 6 IV RPG-CH), was durch Sachplanübersichten des Bundes für die Kantone gemäß Art. 24 RPV-CH erleichtert wird,
– Erfordernis der Genehmigung kantonaler Richtpläne durch die Regierung (Art. 11 RPG-CH, ferner Art. 11, 21 III RPV-CH),
– Pflicht der zuständigen Bundesfachstelle, vorliegend dem Bundesamt für Energie (BfE), zur Berücksichtigung kantonaler Richtpläne bei der Erarbeitung von Sachplänen mit Vermittlungsfunktion des Bundesamts für Raumentwicklung (Art. 17 RPV-CH),
– frühzeitige Einbeziehung kantonaler Behörden in die Erarbeitung der Sachpläne (Art. 18, 48 RPV-CH) und weitere Anhörung im Sachplanverfahren (Art. 19 RPV-CH),
– konsensorientierte Bereinigungsverfahren, die im dauerhaften Konfliktfall durch Letztentscheidung des Bundesrats, also der Schweizer Regierung, abgeschlossen werden (Art. 12 RPG-CH) und jederzeit von Bundesstellen oder Kantonsbehörden eingeleitet werden können (Art. 7 II RPG-CH und Art. 13 RPV-CH).

Der Neubau und die Erweiterung von Hochspannungsleitungen bedürfen nach Art. 1a der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen (VPeA-CH)[152] grundsätzlich einer Festsetzung im Sachplan. Zur Beschleunigung wurden 2009 verschiedene Ausnahmetatbestände für wenig konfliktträchtige Erweiterungsmaßnahmen geschaffen und in einer Kriterien-Checkliste der Bundesregierung vollzugserleichternd konkretisiert[153].

Das Sachplanverfahren selbst ist intern in die Phasen der Vororientierung, der Identifizierung von Konflikten im Zwischenergebnis sowie der administrativen Konfliktbewältigung mit abschließender gubernativer Festsetzung der Lösungen gegliedert (Art. 15 II RPV-CH)[154]. Dabei ist es nicht zwingend, dass ein Projekt alle Stufen durchläuft. Je nach Konfliktträchtigkeit oder bereits erfolgter Konfliktbewältigung können Vororientierung oder sogar das Zwischenergebnis ausgelassen werden[155]. Überblicksweise gestaltet sich das SÜL-Verfahren wie folgt[156]:

---

152 Die Norm konkretisiert 16 V EleG-CH.

153 Hierzu auch Sachplan Übertragungsleitungen – 12.04.2001 Anpassung 2008, S. 9 f.

154 Schlussbericht der AG Leitungen und Versorgungssicherheit vom 28.2.2007, S. 47; *Merker*, Kabel oder Freileitung (Langfassung).

155 Sachplan Übertragungsleitungen – 12.04.2001, S. 18.

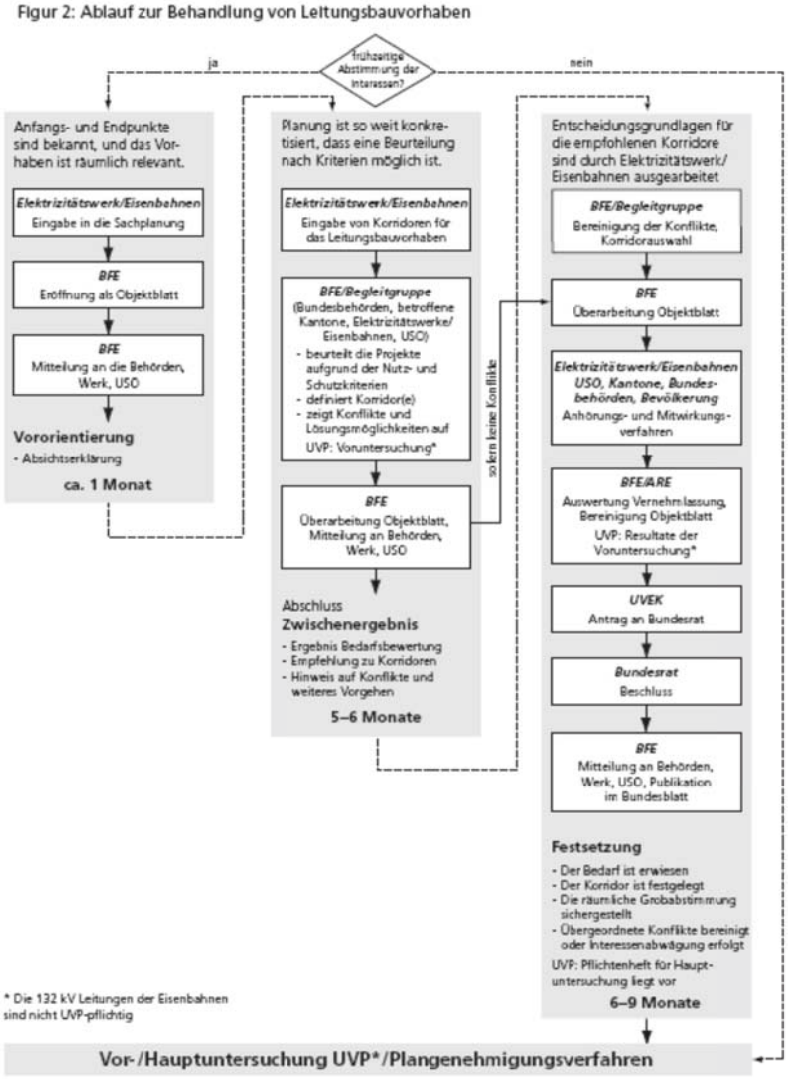


Abb. 9

Ein wesentliches Reformelement zur Beschleunigung gerade der leitungsbezogenen Sachplanverfahren stellt die in Art. 18 RPV-CH angelegte Zusammenarbeit zur partnerschaftlichen Konfliktlösung durch frühzeitige Einbeziehung nicht nur von betroffenen Bundes- und Kantonsbehörden, sondern auch von privaten und öffentlichen Nichtverwaltungsorganisationen mit öffentlichen Aufgaben wie z.B. Energieversorgungsunternehmen und Umweltschutzorganisationen dar[157]. Diese frühzeitige Zusammenarbeit wurde inzwischen zum Zwecke der Beschleunigung institutionalisiert. Dabei wird zwischen einer kontinuierlich bestehenden SÜL-Kerngruppe und projektbezogenen SÜL-Begleitgruppen unterschieden. Die SÜL-Kern-

156 Das folgende Schaubild stammt aus Sachplan Übertragungsleitungen – 12.04.2001, S. 17; eine etwas abweichende Darstellung findet sich im Schlussbericht der AG Leitungen und Versorgungssicherheit vom 28.2.2007, S. 49.

157 Vgl. Schlussbericht der AG Leitungen und Versorgungssicherheit vom 28.2.2007, S. 47.

gruppe besteht aus Vertretern der mit jedem Sachplanprojekt befassten Bundesämter (Raumentwicklung (ARE), Energie (BfE), Umwelt (BAFU), Verkehr (BAV), Starkstrominspektorat (ESTI)) sowie der Energiewirtschaft und von nationalen Umweltorganisationen[158]. Sie begleitet kontinuierlich anlassbedingte SÜL-Ergänzungen sowie die alle zwei Jahre erfolgenden SÜL-Aktualisierung im Rahmen der sog. rollenden Planung[159]. Zur Begleitung der in den SÜL aufzunehmenden Einzelprojekte werden projektspezifische SÜL-Begleitgruppen eingerichtet, indem die SÜL-Kerngruppe um Vertreter der betroffenen kantonalen Behörden und lokaler Umweltgruppen ergänzt werden[160].

Ergänzend sieht Art. 19 RPV-CH zwingend eine Anhörung der Kantone und Gemeinden vor. Hinsichtlich der Öffentlichkeitsbeteiligung außerhalb der genannten Begleitgruppen belässt die Vorschrift den Behörden jedoch erheblichen Spielraum (Mitwirkung der Bevölkerung „in geeigneter Weise“). Vorgeschrieben ist allein eine öffentliche Entwurfsauslegung über 20 Tage. Das Anhörungsverfahren soll in der Regel nicht länger als 3 Monate dauern.

Zusätzlich beschleunigt werden soll das Sachplanverfahren durch eine SÜL-PGV-Koordinationsstelle im für die administrative Erarbeitungsphase federführenden BfE[161]. Ihr obliegt die Fristenkontrolle im Verfahren, die Analyse von Verfahrensrügen sowie die Koordination zwischen SÜL-Verfahren und Plangenehmigungsverfahren (Wissenstransfer; partielle parallele Verfahrensdurchführung). Als wichtig für die zügige und effiziente Verfahrensdurchführung wird ferner die frühzeitige Vorinformation der Behörden durch Vorhabenträger angesehen, damit behördenintern eine rechtzeitige und adäquate Ressourcenplanung vorgenommen werden kann[162].

Voraussetzung der Festsetzung eines Vorhabens im Sachplan ist gemäß Art. 15 III RPV-CH ein entsprechender Bedarf, die Durchführung einer Alternativenprüfung,

---

158 Sachplan Übertragungsleitungen – 12.04.2001 Anpassung 2008, S. 3 f.; s. auch BFE-Presseerklärung vom 6.3.2009 „Bundesrat legt strategisches Stromübertragungsnetz fest“.

159 Schlussbericht der AG Leitungen und Versorgungssicherheit vom 28.2.2007, S. 46, 63 f.

160 Sachplan Übertragungsleitungen – 12.04.2001 Anpassung 2008, S. 4; vgl. ferner Schlussbericht der AG Leitungen und Versorgungssicherheit vom 28.2.2007, S. 47 sowie BFE-Presseerklärung vom 6.3.2009 „Bundesrat legt strategisches Stromübertragungsnetz fest“.

161 Vgl. Schlussbericht der AG Leitungen und Versorgungssicherheit vom 28.2.2007, S. 10 f., 58 ff., 81 ff. sowie BFE-Presseerklärung vom 6.3.2009 „Bundesrat legt strategisches Stromübertragungsnetz fest“.

162 Schlussbericht der AG Leitungen und Versorgungssicherheit vom 28.2.2007, S. 46 mit S. 11, 62: Ressourcenvorsorge durch das zuständige Ministerium (Departement UVEK)

eine Beurteilung der wesentlichen Auswirkungen des Vorhabens auf Raum und Umwelt sowie die voraussichtliche Rechtmäßigkeit des Vorhabens. Art. 21 II RPV-CH verlangt dabei, dass das planerische Ermessen die Rechtmäßigkeit der Planung sowie eine hinreichende Konfliktbewältigung unter Berücksichtigung der übrigen raumrelevanten Anliegen von Bund und Kantonen sicherstellt.

Verabschiedet werden Sachpläne nach der administrativen Erarbeitungsphase gemäß Art. 21 I RPV-CH letztlich i.d.R. durch den Bundesrat, also die Schweizer Regierung. Zur Beschleunigung hat man 2009 in Art. 21 IV RPV-CH die Möglichkeit einer Verabschiedung unmittelbar durch das zuständige Ministerium (Departement) eröffnet, wenn es sich lediglich um eine Anpassung geltender Sachpläne ohne neue Konflikte und erhebliche Umwelt- oder Raumauswirkungen handelt. Ein weiteres, normativ nicht ausdrücklich vorgegebenes Beschleunigungsinstrument ist die 2009 erstmals erfolgte Vorabaufnahme sog. strategischer Netzprojekte in den Sachplan Übertragungsleitungen durch den Schweizer Bundesrat. Ähnlich wie der Bedarfsplan nach dem deutschen EnLAG gilt diese Festsetzung als vorweggenommener Bedarfsnachweis[163] für die zunächst nur mit Anfangs- und Endpunkt definierten Projekte. Grundlage dafür ist eine bindende Entscheidung über die Erfüllung der sog. Nutzkriterien Energiewirtschaft, Versorgungssicherheit und technische Netzoptimierung[164]. Anschließend wird das SÜL-Verfahren projektbezogen fortgeführt, indem Trassenvarianten anhand der Schutzkriterien Immissionsschutz, Natur- und Landschaftsschutz sowie andere Raumnutzungsansprüche geprüft werden und die identifizierte Bestvariante weiter optimiert wird[165]. Im Kern handelt es sich hierbei um eine verwaltungspraktische Stufung des SÜL-Verfahrens in strategische Bedarfsplanung und grobe Trassenplanung mit der das SÜL-Verfahren für besonders wichtige Projekte flexibil gestuft wird, während es für andere Netzausbauprojekte bei dem üblichen integrierten SÜL-Verfahren bleibt.

Art. 22 I RPV-CH erklärt Sachpläne für behördenverbindlich. Daneben tritt nach dieser Vorschrift eine Verbindlichkeit für die o.g., im SÜL-Verfahren beteiligungsfähigen Nichtverwaltungsorganisationen mit öffentlichen Aufgaben. Dem-

---

163 Vgl. *Merker*, ET 2010 (H. 3), S. 60, 61.

164 Sachplan Übertragungsleitungen – 12.04.2001 Anpassung 2008, S. 7 mit Sachplan Übertragungsleitungen – 12.04.2001, S. 15 zu den Nutzkriterien; vgl. ferner Schlussbericht der AG Leitungen und Versorgungssicherheit vom 28.2.2007, S. 50 mit S. 48 sowie BFE-Presseerklärung vom 6.3.2009 „Bundesrat legt strategisches Stromübertragungsnetz fest“.

165 Vgl. Schlussbericht der AG Leitungen und Versorgungssicherheit vom 28.2.2007, S. 50 mit S. 47 f. bzw. Sachplan Übertragungsleitungen – 12.04.2001, S. 15 zu den Schutzkriterien; s. ferner BFE-Presseerklärung vom 6.3.2009 „Bundesrat legt strategisches Stromübertragungsnetz fest“.

gegenüber entfalten Sachpläne keine Verbindlichkeit gegenüber einzelnen Privatpersonen und insbesondere nicht gegenüber etwaigen betroffenen Grundstückseigentümern[166]. Zusammenfassend ergibt sich hinsichtlich der Verbindlichkeit der Sachpläne folgendes Bild[167]:

Tabelle 1: Wirkungen für Beteiligte

Beteiligte Stelle	Wirkungen	Betroffene Planungen und Verfahren
	behördenverbindlich	
Bundesbehörden	Pflicht, die Vorgaben des Sachplans zu berücksichtigen und die eigenen Tätigkeiten darauf abzustimmen (Art. 2 RPG). Der Sachplan kann richtungs- und handlungsanweisende Vorgaben machen.	Konzepte Sachpläne Plangenehmigungsverfahren in der Zuständigkeit des Bundes Planungen der Eisenbahnen
	behördenverbindlich	
Kantone und Gemeinden	Pflicht, die Vorgaben des Sachplans zu berücksichtigen und die eigenen Tätigkeiten darauf abzustimmen (Art. 2 und Art. 6 Abs. 4 RPG). Der Sachplan kann richtungsanweisende, aber keine handlungsanweisenden Vorgaben machen.	Richtpläne; kantonale und kommunale Nutzungspläne; Bewilligungen, die gestützt auf eidg. oder kant. Recht durch die Kantone erteilt werden
	bindend an eingenommene Haltung	
Beteiligte Elektrizitätswerke, Eisenbahnen und Umweltschutzorganisationen	Die im Sachplan eingebrachten Haltungen haben für alle Beteiligten grundsätzlich bindenden Charakter. Die Ergebnisse des Sachplans werden in allfälligen Einsprache- und Beschwerdeverfahren miteinbezogen.	Plangenehmigungsverfahren für Übertragungsleitungen

Abb. 10

b) Plangenehmigungsverfahren mit Betroffenenbeteiligung

Das Plangenehmigungsverfahren auf der zweiten, parzellenscharfen Planungsstufe weist diverse Parallelen zum deutschen Planfeststellungsverfahren auf, so dass es nur stichwortartig skizziert werden muss:

– plangenehmigungsbedürftig sind alle Starkstromanlagen (Art. 16 I EleG-CH),
– zuständig ist grds. das Starkstrominspektorat (ESTI) und nur bei Konflikten das BfE (Art. 16 II EleG-CH),

166 Vgl. auch *Merker*, Kabel oder Freileitung nach Fn. 7 (Langfassung).

167 Die nachfolgende Tabelle stammt aus dem Sachplan Übertragungsleitungen – 12.04.2001, S. 11.

- die Plangenehmigung hat (formelle?) Konzentrationswirkung (Art. 16 III EleG-CH),
- Kantone sind zu beteiligen (Art. 16d I EleG-CH),
- das Vorhaben ist bekanntzugeben und die Unterlagen sind in den betroffenen Kantonen und Gemeinden auszulegen (Art. 16d II EleG-CH),
- Parteien i.S.d. Schweizer Verwaltungsverfahrensrechts können Einwendungen (Einsprachen) erheben, unterliegen dabei aber auch Präklusionsregelungen (Art. 16f EleG-CH),
- Einwendungen werden entweder durch das ESTI oder das BfE mit den Einwendern in sog. Einspracheverhandlungen erörtert (Art. 5 bis 7 der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen (VPeA)),
- gemäß Art. 8 VPeA-CH muss nach Abschluss der Einspracheverhandlung und Vorliegen der Behörden-Stellungnahmen binnen 30 Tagen über die Plangenehmigung entscheiden werden.

Das Plangenehmigungsverfahren läuft überblicksartig wie folgt ab[168]:

[168] Schlussbericht der AG Leitungen und Versorgungssicherheit vom 28.2.2007, S. 56.

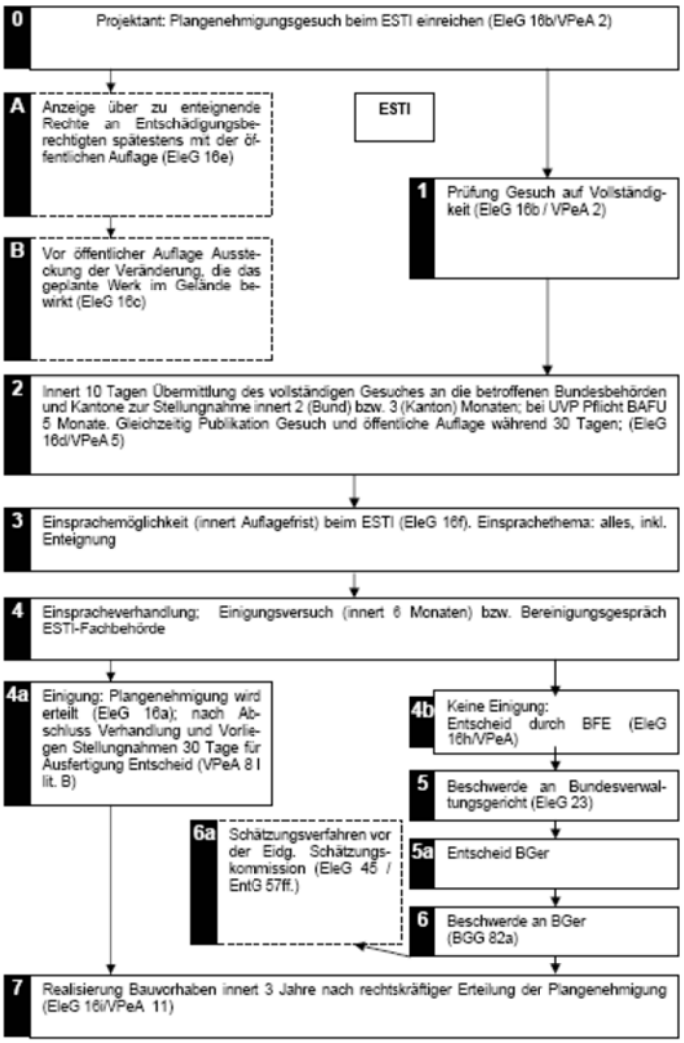


Abbildung 13: Übersicht über den Ablauf des PGV in der Ausprägung für Übertragungsleitungen der Überlandwerke (50 Hz).

Abb. 11

2. Standardisiertes Beurteilungsschema für die Wahl zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung

Zur zeitlichen Entlastung der Alternativenprüfung im Rahmen des SÜL-Verfahrens hat eine von der Schweizer Regierung eingesetzte Expertengruppe ein standardisiertes Beurteilungsschema für die Entscheidung darüber, ob eine Leitung als Kabel, Freileitung oder teilverkabelte Leitung errichtet werden soll, vorgeschlagen[169]. Dadurch würde die Alternativenwahl transparent und die Rechtssicherheit steigernd vorstrukturiert[170]. Dazu wurden zunächst die Kriterien Umwelt-

169 Abschlussbericht der Untergruppe Kabel; s. ferner: *Merker*, ET 2010 (H. 3), S. 60 ff.

170 Ähnliche Punktsysteme werden vom EuGH bei der Einbeziehung von Umweltbelangen in die Wirtschaftlichkeitsprüfung von Angeboten im öffentlichen Beschaffungswesen als

schonung, Versorgungssicherheit und kommunale Interessen durch Unterkriterien angereichert und mittels maximal erreichbarer Punkte relativ gewichtet (s. Schaubilder 12 und 13)[171]. Aufgabe der konkreten Projektprüfung ist es sodann, den verschiedenen Alternativen Punktwerte zuzusprechen, was den zuständigen Behörden und der letztlich entscheidenden Regierung Wertungsspielräume belässt. Als nicht unproblematisch erweist sich allerdings die Bewertung von Teilverkabelungen. Die Punktedifferenz zwischen den verglichenen Alternativen gibt ein Maß für die kriterienbezogene Vorteilhaftigkeit einer Variante.

Für eine endgültige Entscheidung sind diese Vorteile der schonenden Variante den Mehrkosten gegenüberzustellen. Auch diese ließen sich punktieren. Davon hat die Expertengruppe jedoch auch mit Blick auf die Wandelbarkeit der diesbezüglichen notwendig politischen Wertungen abgesehen und lediglich die relevanten Kostenfaktoren identifiziert (s. Schaubild 14)[172]. Damit muss diese Kosten-Nutzen-Abwägung im Einzelfall eigenverantwortlich von den zuständigen Entscheidungsorganen, in der Schweiz letztlich der Regierung, vorgenommen werden.

:

---

transparentes Verfahren akzeptiert: EuGH, Urteil vom 17.9.2002, Slg. 2002, I-7213 = DVBl. 2002, 1542 ff. – Buslinien Helsinki; dazu *Schneider*, DVBl. 2003, S. 1186 ff.

171 Die Schaubilder stammen aus dem Abschlussbericht der Untergruppe Kabel, S. 7 f.

172 Abschlussbericht der Untergruppe Kabel, S. 20.

B. BEURTEILUNGSSCHEMA „KABEL – FREILEITUNG" AUF 220/380 KV-EBENE (MATERIELLE BEURTEILUNG)

1. Tabellarische Darstellung des punktebasierten Beurteilungsschemas

Übersicht und Gesamttotal

	Freileitung	Kabel		Faktor
Umweltschonung	75	75		1
Versorgungssicherheit	0	0		1
Kommunale Interessen	66	66		1
Gesamttotal	*141*	*141*		
Differenz			**0**	

Kriterium Umweltschonung

	zu vergebende Punkte	Freileitung		Kabel		Faktor
Landschaftsbild	30	30	30	30	30	1
Qualität	10					
Beeinträchtigung	0-3					
Schutzgebiete	30	30	30	30	30	1
Qualität	10					
Beeinträchtigung	0-3					
Boden	15	15	15	15	15	1
Qualität	5					
Beeinträchtigung	0-3					
Waldfunktionen, ökologischer Wert	6		0		0	1
NIS	5		0		0	1
Lärm	4		0		0	1
Wildtiere / Fauna	2		0		0	1
Gewässerschutz	3		0		0	1
Reduktion anderer Belastungen	5		0		0	1
Total	100		**75**		**75**	

Abb. 12

Kriterium Versorgungssicherheit

	zu vergebende Punkte	Freileitung		Kabel		Faktor
Bewilligungszeit	16		0		0	1
Bauzeit	8		0		0	1
Verfügbarkeit / Reparaturdauer	20		0		0	1
Gefährdung durch Ausseneinwirkung	20		0		0	1
Raumplanerische Stabilität (Trasseesicherung)	16		0		0	1
Total	80		**0**		**0**	

Kriterium kommunale Interessen

	zu vergebende Punkte	Freileitung		Kabel		Faktor
Tourismus / Naherholung (externe Besucher)	33	33	33	33	33	1
Qualität	11					
Beeinträchtigung	0-3					
Ortsbildschutz (lokale Befindlichkeit / ISOS)	33	33	33	33	33	1
Qualität	11					
Beeinträchtigung	0-3					
Landentwertung	9		0		0	1
Entwicklung	20		0		0	1
Reduktion anderer Belastungen	5		0		0	1
Total	100		**66**		**66**	

Abb. 13

Kriterium Kosten

Investitionskostenvorteil

	Freileitung	FL / Kabel Kabel
Planung, Trassierung, Einmessung		
Bewilligungsverfahren (ESTI, BFE, BVGS, BG)		
Baugrund-untersuchung		
Dienstbarkeiten, Entschädigungen		
Tief-/Hochbaukosten		
Querung an Verkehrswegen und Wasserläufen		
Anlagekosten		
Rückbaukosten		

Betriebskostenvorteil

Trassenfreihaltung		
Wartungs- und Betriebskosten		
Energieverlustkosten		
Total		

Abb. 14

II. USA: National Electric Transmission Corridors nach Sec. 216 Federal Power Act (16 U.S.C. 824p)

Auch in den USA wurde mit Blick auf den dortigen Netzausbaubedarf jüngst eine Trassenplanungsverfahren auf Bundesebene eingeführt, mit dem der Energieminister sog. National Electric Transmission Corridors festlegen kann, in denen anschließend Leitungen von der Bundesenergiebehörde FERC zugelassen werden können[173]. Diese Neuregelung ist ein Indiz für die Bundesinteressen auch in anderen Bundesstaaten der Welt an einer übergreifenden Übertragungsnetzplanung.

Besonders interessant an der US-amerikanischen Lösung ist die dort vorgesehene Optionslösung, wonach es den Einzelstaaten freisteht, einen Alternativkorridor zum von den Bundesorganen festgesetzten nationalen Korridor zu bestimmen. Es handelt sich somit im doppelten Sinne um eine Angebotsplanung des Bundes, nämlich einerseits für die Einzelstaaten und andererseits für die Netzbetreiber.

---

173 Ein instruktiver Überblick zu dieser Regelung findet sich in: Fed.Reg. Vol. 72 No. 193 vom 5.10.2007, S. 56992 ff.

D. Reformoptionen für Deutschland

I. Vorbemerkung: Reformdiskussionen zur Verkehrswegeplanung

Angesichts der oben aufgezeigten Defizite der Verkehrswegeplanung verwundert es nicht, dass auch für diesen Bereich immer wieder Reformvorschläge entwickelt werden. Viele Vorschläge wurden auch bereits in den verschiedenen Beschleunigungsgesetzen der vergangenen Jahre insbesondere seit der deutschen Wiedervereinigung vom Gesetzgeber aufgegriffen. Dabei handelt es sich zwar um keineswegs unbedeutende, jedoch eher punktuell ansetzende Reformelemente vor allem für die Ausgestaltung des Planfeststellungsverfahrens, die überdies in weiten Teilen bereits für die Planfeststellung nach den §§ 43 EnWG übernommen wurden. Die nachfolgend skizzierten Reformvorschläge setzen demgegenüber grundlegender an, indem sie die herkömmliche Verfahrensstufung modifizieren. Bemerkenswerterweise kommen sie dabei jedoch zu geradezu gegensätzlichen Änderungsvorschlägen.

Besonders umfassend ist die im Kommissionsentwurf für ein Umweltgesetzbuch vorgeschlagene Neukonzeption der Verkehrswegeplanung[174]. Kernelemente sind

- die Substitution der verkehrsträgerspezifischen gesetzlichen Bedarfsplanung durch eine übergreifende und formalisierte gubernative Bundesverkehrswegeplanung, weil die Bindungswirkung der gesetzlichen Bedarfspläne unsicher sei und die Gesetzgebungsorgane mit der vorgeschlagenen genaueren Planung auf Netzebene überfordert seien[175],
- Stärkung der Verfahrensstufung durch ein abschichtendes Trichtermodell mit
  - gubernativer Bundesverkehrswegeplanung unter Einbeziehung der (umweltbezogenen) Verkehrsfolgenberücksichtigung,

---

174 BMU, UGB-KomE, §§ 530 ff. und S. 1323 ff., die sich anschließenden Reformvorschläge für u.a. für Stromleitungen beschränken sich demgegenüber auf die Einführung einer planerischen Vorhabengenehmigung, die zumindest prinzipiell der – inzwischen für Hochspannungsfreileitungen erforderlichen – Planfeststellung entspricht: §§ 542 ff. und S. 1341 ff. Für eine krit. Analyse der Kommissionsvorschläge zur Verkehrswegplanung s. *Lewin*, Gestufte Planung, S. 232 ff., der zwar die Formalisierung der Bedarfs- und Netzplanung begrüßt, jedoch an der Parallelität von Raumordnungsverfahren und Linienbestimmung wenngleich mit einer prozeduralen Kopplung festhalten will.

175 BMU, UGB-KomE, S. 1333.

- Grobtrassierung im landesrechtlichen Raumordnungsverfahren unter Absicherung der Bundesinteressen u.a. durch Einvernehmenserfordernisse bei gleichzeitiger Abschaffung des Linienbestimmungsverfahrens[176],
- Detailplanung durch die planerische Vorhabengenehmigung[177].

Einen weniger weitreichenden Vorschlag hat die vom Land Hessen beauftragte sogenannte Posch-Kommission unterbreitet, die anders als die UGB-Expertenkommission nicht auf das fachplanerische Linienbestimmungsverfahren, sondern umgekehrt auf das Raumordnungsverfahren verzichten will. Dieses Verfahren erfordere durch die Formalisierung infolge der erststufigen UVP einen großen Zeitaufwand ohne hinreichende Abschichtungswirkung gegenüber dem nachfolgenden Planfeststellungsverfahren[178].

Schließlich hat der SRU 2005 eine „grundlegende konzeptionelle Neurorientierung" für die Verkehrswegeplanung „hin zu einer in die Bundesraumordnung integrierten Bundesverkehrswegenetzplanung" angemahnt[179]. Es bedürfe wechselseitiger Abstimmungen mit leitender Funktion der Raumordnung, damit diese verkehrssparende Raumstrukturen vorgeben könne. Der SRU konstatiert dabei zugleich das bisherige Fehlen einer „gestaltungskräftigen Raumplanung des Bundes" und verlangt insoweit Ergänzungen und Präzisierungen.

II. Maßstäbe zur Beurteilung von Reformvorschlägen, insbesondere die Wahrung der bundesstaatlichen Kompetenzordnung

Neben der zu erwartenden Beschleunigungswirkung sind Vollzugseignung sowie eine angemessene Problemlösungskapazität zentrale Beurteilungsmaßstäbe für Reformvorschläge. Neben der Rechtmäßigkeit der verfahrensabschließenden Entscheidung muss das Verfahren daher insbesondere gewährleisten, dass die

---

176 Die Kommission nahm weder zur Frage der Außenwirkung des ROV noch zu kompetenzrechtlichen Argumenten gegen die Abschaffung des ROV zugunsten des Linienbestimmungsverfahrens Stellung: BMU, UGB-KomE, S.1330, 1334.

177 Zu den hiermit verbundenen allgemeinen Ansätzen zur Beschleunigung von Zulassungsverfahren: BMU, UGB-KomE, S. 602 ff, 614 ff.

178 Gesetzentwurf der Posch-Kommission, S. 35, daneben schlug sie eine lediglich fakultative Durchführung von Erörterungsterminen nach „freiem" Ermessen der Planfeststellungsbehörde vor; entsprechende Gesetzentwürfe des Bundesrats scheiterten sowohl in der 15. wie in der 16. Legislaturperiode und wurden nur abgeschwächt in das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz von 2006 (BGBl. 2006 I, 2833 ff.) aufgenommen: *Schneider,* GVR II, § 28 Rn. 83.

179 Zum Folgenden: s. ferner *SRU*, Sondergutachten Straßenverkehr, Tz. 416 ff

Entscheidungsrichtigkeit trotz Beschleunigung nicht übermäßig leidet[180]. Absprachegemäß sollen Akzeptanzfragen nur beiläufig erörtert werden, weil diese gesondert durch den SRU selbst beurteilt werden. Bei alledem ist das kohärente Zusammenspiel der verschiedenen Reformbausteine und die Pfadabhängigkeit institutionellen Wandels im Blick zu behalten und angemessen zu würdigen. Lediglich hinzuweisen ist hier darauf, dass unzureichende oder dysfunktionale Vorgaben in Übergangsvorschriften ebenfalls Verzögerungen bedingen können und deshalb bei der konkreten Reformumsetzung keineswegs vernachlässigt werden dürfen.

Unverzichtbarer Maßstab für Reformvorschläge ist deren verfassungsrechtliche Unbedenklichkeit vor allem hinsichtlich der bundesstaatlichen Kompetenzordnung. Diesbezüglich ist zwischen Gesetzgebungs- und Vollzugskompetenzen einerseits und den Sachbereichen Raumordnung und Energiewirtschaft andererseits zu unterscheiden.

Die Gesetzgebungskompetenzen setzen keine einschneidenden Grenzen. Zunächst umfasst die konkurrierende Gesetzgebungskompetenz über die Energiewirtschaft nach Art. 74 I Nr. 11 GG auch gesetzliche Bedarfsplanungen für Stromnetze. Für eine Regelung der gesamträumlichen fachlichen Planung der hier interessierenden energiepolitisch strategisch bedeutsamen und Ländergrenzen überschreitenden Infrastrukturprojekte stellen auch die Voraussetzungen von Art. 72 II GG zumindest im Grundsatz keine unüberwindliche Hürde dar[181].

Ebenso ist der Bundesgesetzgeber nach der Föderalismusreform im Bereich der Raumordnung gemäß Art. 74 I Nr. 31 GG weitgehend zu Vollregelungen ermächtigt, unterliegt insoweit aber gemäß Art. 72 III Nr. 4 GG der Abweichungsgesetzgebung der Länder. Nach zutreffender Auffassung verfügt er jedoch ergänzend auch weiterhin über eine abweichungsfeste ungeschriebene Vollkompetenz kraft Natur der Sache für die Regelung Ländergrenzen überschreitender Bundesraumordnungskompetenzen[182]. In der Staatspraxis ist gleichwohl eine erhebliche Zurückhaltung des Bundesgesetzgebers hinsichtlich der Regelung einer Bundesraumordnung zu Lasten der Länder festzustellen[183].

---

180 *SRU*, Sondergutachten Umweltverwaltungen, Tz. 281 f., 407.

181 Vgl. zum EnLAG: BReg-Begr, BT-Drs. 16/10491, S. 15; zustimmend: *Lecheler*, RdE 2010, 41, 44.

182 *Durner*, NuR 2009, 373, 374 m.w.N. zum Meinungsstand; mit Bezug zum Energierecht: *Lecheler,* RdE 2010, 41, 45; s. aber auch *Koch/Hendler*, Baurecht, S. 31 f.

183 Vgl. *Durner*, NuR 2009, 373, 375 ff.

Bei Bundesgesetzen mit Bezügen zu beiden Kompetenzgrundlagen erfolgt die Zuordnung nach dem Schwerpunkt der Regelung[184]. Dieser liegt jedenfalls für die hier vorgeschlagene Bundesfachplanung grundsätzlich im Bereich der Energiewirtschaft.

Anders als zu Vollzugskompetenzen im Bereich des Verkehrswesens enthält das Grundgesetz für den Vollzug des Energierechts keine Sonderregeln. Damit greift zunächst die allgemeine Regel des Vollzugs als landeseigene Verwaltung gemäß Art. 83 GG, von der der Gesetzgeber jedoch unter den Voraussetzungen des Art. 87 III 1 GG abweichen kann Er kann also energiewirtschaftliche Fachplanungen als Teil des Energierechtsvollzugs grundsätzlich auch einer Bundesoberbehörde zuweisen. Wie bei den Gesetzgebungskompetenzen ausgeführt, sind für die hier interessierende strategisch bedeutsame Planung des deutschen Übertragungsnetzes auch die Gesetzgebungsvoraussetzungen des Art. 72 II GG gegeben[185]. Wie bei der anerkanntermaßen zulässigen Regulierung der Übertragungsnetzentgelte durch die Bundesnetzagentur handelt es sich um eine Verwaltungsaufgabe die unter den neuartigen Bedingungen einer europäisierten und wegen der zunehmend verbrauchsfernen Stromerzeugung großräumigen Stromversorgung in besonderer Weise eine zentral und bundesweit zu erfüllende Aufgabe darstellt[186]. Ergänzend kann eine Verwaltungskompetenz zur Bundesraumordnung kraft Natur der Sache herangezogen werden, die vom Bundesverwaltungsgericht insbesondere als Grundlage für die zumindest formal vom Bundesverkehrsminister vollzogene Linienbestimmung für Bundesstraßen gesehen wird[187]. Die insoweit teilweise kritischen Stimmen begründen ihre Bedenken mit der konfligierenden Detailregelung von Landesvollzugskompetenzen im Verkehrswesen gemäß Art. 90 II GG[188]. Dieser Einwand kommt vorliegend jedoch nicht zum Tragen.

---

184 Vgl. dazu am Beispiel des EnLAG: *Lecheler*, RdE 2010, 41, 45.

185 Zur spezifischen Beachtlichkeit der Grenzen des Art. 72 II GG auch im Rahmen von Art. 87 III GG: *Sachs*, in: ders., GG, Art. 87 Rn. 61.

186 Vgl. zu diesen Anforderungen allg. *Hermes*, in: Dreier (Hrsg.), GG-Kommentar, Bd. III Art. 87 Rn. 85; zur Anwendung auf die Energieregulierung: *Hermes*, in: Britz/Hellermann/Hermes, § 54 EnWG, Rn. 5.

187 BVerwGE 62, 342, 344.

188 Vgl. etwa: *Sachs*, in: ders. (Hrsg.), GG, 5. Aufl. 2009, Art. 90 Rn. 20 f.; *Lewin*, Gestufte Planung, 53 ff.

III. Reformprinzipien

Die nachfolgend herausgearbeiteten Reformprinzipien leiten sich aus den Defiziten der vorstehend dargelegten aktuellen Rechtslage ab.

1. Verfahrensstufung mit transparenter Aufgabenzuweisung ohne Doppelprüfungen

Eine zentrale Schwäche des aktuellen Rechtsrahmens ist der Zeitverlust, der durch unproduktive Doppelprüfungen entsteht[189]. Hintergrund ist die weitgehend unklare Trennung zwischen Aufgaben der ganzheitlichen Raumplanung und der Fachplanung. Das die Raumplanung vordergründig auszeichnende Kriterium der Überfachlichkeit erweist sich als nicht hinreichend trennscharf. Durch die Integration der UVP erster Stufe in das Raumordnungsverfahren verliert dieses seinen ursprünglichen Charakter als behördeninternes Abstimmungsverfahren und wandelt sich zu einem detailbezogenen quasi-fachplanerischen Verfahren[190], dessen Unterscheidung zum abschließenden Planfeststellungsverfahren für die beteiligten Privaten kaum nachvollziehbar ist, zumal die behördliche Praxis insoweit beträchtlich schwankt. Deshalb sollte eine künftige Verfahrensstufung hinreichend klar und damit für Behörden und Beteiligte hinreichend transparent sein. Die Raumplanung könnte dazu auf den grundsätzlichen Ausgleich unterschiedlicher Raumnutzungsansprüche zurückgeführt werden, wie es in den eher summarischen und schematischen Verfahren der hochstufigen Landesplanung und Regionalplanung angelegt ist[191]. Innerhalb der Fachplanung könnte zwischen netzbezogener Bedarfsplanung mit Identifikation vergleichsweise konfliktarmer Trassenkorridore einerseits und der kleinräumigen Konfliktbewältigung im Planfeststellungsverfahren differenziert werden.

2. Verfahrensstufung mit entscheidungsadäquater Öffentlichkeits- und Betroffenenbeteiligung

Besonders wichtig ist in diesem Zusammenhang die Analyse der Rückwirkungen auf die Optionen für eine entscheidungsadäquate, gehaltvolle und akzeptanzsichernde Öffentlichkeits- und Betroffenenbeteiligung. Hochstufige Verfahren, in denen grund-

---

189 Vgl. auch die parlamentarische Entschließung zum EnLAG: zu BRat-Drs.460/09, S. 2.

190 Vgl. hierzu grundlegend *Wahl*, FS-Sendler, S. 213 ff.

191 Vgl. auch das Plädoyer gegen eine Überlastung der Raumordnungsverfahren in: *ARL*, Empfehlungen zum UGB, S. 2; zum summarischen und schematischen Verfahren der hochstufigen Landesplanung: *Lautner*, Funktionen raumordnerischer Verfahren, S. 88 ff.

sätzliche Trassenalternativen zur Diskussion stehen, bedürfen anders gearteter Beteiligungsverfahren als eine kleinräumige Planung mit unmittelbaren Auswirkungen auf bestimmte Grundstücke oder enteignungsrechtlicher Vorwirkung. Auch hochstufige Entscheidungsverfahren sollten allerdings anders als gegenwärtig in angemessener Weise formalisiert sein und auf eine frühzeitige Beteiligung verschiedener Interessenträger ausgerichtet sein. Nur dann erweisen sie sich als problemadäquat, generieren alle relevanten Informationen und weisen eine aussichtsreiche Kapazität zur Akzeptanzgewinnung auf.

3. Stärkung der europäischen und gesamtstaatlichen Belange bei der Trassenfestlegung

Die in der Dena I Studie, im UCTE transmission development plan, in den TEN-E-Leitlinien und im EnLAG identifizierten Netzausbaubedarfe überschreiten ganz überwiegend die Grenzen von Bundesländern oder sogar Deutschlands. Erst recht gilt dies für Szenarien eines künftigen nordeuropäischen oder mediterranen Super Grid. Vor diesem Hintergrund werden bereits neue Planungskompetenzen der Europäischen Union oder auf Bundesebene diskutiert.

Auch die rechtsvergleichenden Ausführungen belegen, dass ein offenkundiger Bedarf an nationalen Impulsen oder Steuerungskompetenzen für den Netzausbau auf Übertragungsebene besteht. Bei den heutigen Raumordnungsverfahren in Landesverantwortung ohne präzise Koordinierungsmechanismen ist diese gesamtstaatliche Perspektive nicht gesichert. Demgemäß gibt es Fälle, in denen Raumordnungsverfahren benachbarter Länder zu divergierenden Ergebnissen hinsichtlich der Verknüpfungspunkte an den Landesgrenzen kommen. Angesichts des bestehenden Zeitdrucks spricht insoweit viel für eine Bundesverwaltungskompetenz[192]. Alternativ bedürfte es straffer Koordinierungsverfahren zwischen interdependenten Landesplanungen.

Neue EU-Kompetenzen zu einer verbindlichen Raumplanung über die finanziellen Impulse der TEN-Kompetenzen hinaus scheinen demgegenüber jedenfalls für Mitteleuropa nicht zwingend geboten und diesbezügliche Vorschläge dürften auf absehbare Zeit politisch auch wenig erfolgversprechend sein. Nützlich ist aber sicherlich die Beobachtungs- und Signalfunktion der EU im Rahmen der TEN-Fortentwicklung sowie der ENTSO-Netzausbauplanung. Zudem vermag die EU im

---

192 Vgl. auch *Schneller*, DVBl. 2007, 532.

Bereich der Netzregulierung für grenzüberschreitende Infrastrukturen ergänzende Impulse zu setzen.

4. Verbesserte Koordination zwischen Raumordnung, Fachplanung und Netzregulierung

Zentral ist das Ziel einer verbesserten Koordination zwischen Raumordnung und Fachplanung einerseits sowie mit der Netzregulierung andererseits[193]. Raumordnung und Fachplanung sollen der Konfliktvermeidung und Konfliktbewältigung zwischen verschiedenen räumlichen Nutzungsansprüchen dienen. Damit schaffen sie einen rechtssicheren Handlungsrahmen für Investitionen, aber letztlich nur als Angebot für die potentiellen Investoren. Funktion der Netzregulierung ist es demgegenüber hinreichende Investitionsanreize zu belassen oder sogar zu setzen und zugleich die Netznutzer vor ungerechtfertigten Monopolrenten der Netzbetreiber zu schützen. Der Schutz vor Überinvestitionen verlangt eine strenge Bedarfsprüfung für neue Übertragungsleitungen, wie sie auch für die Planrechtfertigung erforderlich ist. Da zudem die planerische Wahl zwischen verschiedenen Trassen oder zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung erhebliche Kostenfolgen haben kann, ist der Abstimmungsbedarf zwischen Planung und Netzregulierung ebenso offenkundig wie derzeit prozedural unterentwickelt.

Erforderlich sind insoweit insbesondere

– wechselseitige Verfahrensbeteiligungen der zuständigen Behörden mit behördliche Bindungswirkungen von Entscheidungen,
– ein passendes zeitliches Zusammenspiel planerischer und regulierungsbehördlicher Verfahren.

5. Verfahrensoptionen zur projektadäquaten Verfahrensgestaltung

Wie das Schweizer Beispiel lehrt kann es sachgerecht sein, flexible Verfahrensgestaltungen zu eröffnen, damit das Verfahren passend zur Komplexität des Projekts, zum Realisierungsbedarf oder zur Konfliktträchtigkeit bzw. bereits erfolgten Konfliktbewältigung gestaltet werden kann. So müsste auch das Raumordnungsverfahren nicht für Stromleitungen komplett abgeschafft werden. Für kleinere Vorhaben

---

193 Zu einem ähnlichen koordinierenden Reformbedarf bezüglich des Ausbaus der Offshore-Windparks und ihrer Netzanbindung: *Schneider*, in: Löwer, 5. Bonner Energiegespräche, unter F.

kann es sich weiter als geeignet erweisen. Soweit jedoch etwa ein hinreichend strukturiertes hochstufiges Fachplanungsverfahren zur Verfügung steht, könnte auf ein Raumordnungsverfahren verzichtet werden[194].

IV. Grundlegende Reformszenarien zur Verfahrensstufung

Da etwaige Reformen der Stromleitungsplanung nicht wissenschaftlich determiniert werden können, sondern Gegenstand politischer Wertungen sind, sollen nachfolgend zwei Szenarien für die weitere rechtspolitische Diskussion aufgezeigt werden.

1. Ein weitreichendes Reformszenario: Zweistufige Fachplanung

Die Möglichkeiten der Beschleunigung einzelner Verfahren der Raumordnung oder Fachplanung sind nach Ansicht vieler Beobachter weitgehend ausgereizt. Daher muss man grundsätzlicher ansetzen und über den Verzicht auf einzelne Verfahrensstufen nachdenken. Damit muss jedoch angesichts der heute zu vermutenden großen Bedeutung informeller Entscheidungen über Trassenalternativen keine Qualitätseinbuße hinsichtlich der Entscheidungsrichtigkeit verbunden sein, wenn parallel dazu die Trassenwahl auf der Ebene der hochstufigen Planung problemadäquat formalisiert wird. In der Bilanz könnte sich durch eine höhere Transparenz der jeweiligen Verfahrensgegenstände und eine frühzeitige Beteiligung eines breiteren Spektrums relevanter Interessenträger sogar eine Verbesserung gegenüber der heutigen Rechtslage eintreten. Ein grundsätzlich geeignetes und zumindest partiell auch schon praktisch erprobtes Vorbild für ein derart weitreichendes Reformszenario bietet das oben dargestellte schweizerische Recht.

Das zentrale neue Element wäre ein Bundesfachplan Übertragungsnetz zur hochstufigen Bedarfsfestlegung, Trassenkorridorfestlegung und Alternativendebatte[195]. Da der Netzausbau zur Integration erneuerbarer Energien nur eine von mehreren Integrationsstrategien neben Speichernutzung, Lastmanagement und Erzeugungssteuerung darstellt und zwischen den netzbezogenen Optionen Netzoptimierung, -verstärkung und -erweiterung gewählt werden muss, ist eine verbindliche Bedarfsprüfung auf höchster Planungsstufe für alle Akteure von großer Bedeutung und kann ihnen die notwendige Handlungssicherheit verschaffen. Schon dies hat

---

194 Vgl. auch *Schneller*, DVBl. 2007, 534.

195 Ähnlich *de Witt*, RdE 2006, 141, 143: fachlicher Raumordnungsplan des Landes für weiträumige Trassenplanung

Beschleunigungseffekte. Vor allem aber nimmt der Staat damit seine Infrastrukturgewährleistungsverantwortung wahr. Gleiches gilt für die großräumige bundesweite Auswahl von Trassenkorridoren sowie für Grundsatzentscheidungen zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung.

Anders als die Verkehrswegeplanung ist die Planung des bundesweiten Übertragungsnetzes weniger auf energiesparende Raumstrukturen angewiesen oder diese entziehen sich wie die Umgestaltung der Verteilnetze zu Smart Grids dem Zugriff einer etwaigen Bundesraumplanung. Daher kann im vorliegenden Bereich auf eine Integration der Bundesfachplanung für das Übertragungsnetz in eine leitende Bundesraumordnung verzichtet werden[196]. Sollte die Bundesraumplanung jedoch künftig gestaltungsstärker als bisher ausgestaltet werden, wäre eine sachgerechte Einpassung der energiewirtschaftlichen Bundesfachplanung bedenkenswert.

Wichtig ist eine problemadäquate Ausgestaltung des Planungsverfahrens. Dies betrifft zunächst die gesetzliche Ausgestaltung als administratives Planungsverfahren mit gubernativer Letztentscheidung ähnlich wie es der oben erwähnte UGB-Kommissionsentwurf für die Verkehrsplanung vorsah. Dadurch werden sowohl die administrative Verwaltungskraft als auch die hohe demokratische Legitimation der Regierung genutzt. Legalplanungen wie zur Umfahrung Stendal sind nur in seltenen Ausnahmefällen angezeigt und stellen kein Modell für großräumige Trassenplanungen dar[197]. Wegen der engen Verknüpfung von Bedarfsfeststellung und großräumiger Trassenplanung empfiehlt sich m.E. eine Bündelung beider Entscheidungen in einem Instrument an Stelle einer Differenzierung zwischen gesetzlicher Bedarfplanung und exekutivischer Trassenfestlegung. Dies schließt es aber keineswegs aus, dass ggf. zur beschleunigenden Komplexitätsreduktion und Problemabschichtung im Rahmen eines normativ abzusichernden Verfahrensermessens der zuständigen Organe eine verfahrensinterne Stufung zwischen Bedarfsfestlegung von bestimmte Räume verbindenden Leitungen einerseits und Trassenkorridorfestlegungen andererseits vorgenommen wird[198].

Bedeutsam ist ferner die Zuordnung der Verwaltungskompetenz an Bundesorgane. Nur so lassen sich wirklich großräumige Wechselwirkungen bei der Bedarfsfestlegung und großräumige Alternativen bei der Trassenfindung optimal im

---

196 Mit guten Gründen anders für den Verkehrssektor: *SRU*, Sondergutachten Straßenverkehr, Tz. 416 ff.

197 Auch *Salje*, in Sauer/Schneller, Beschleunigung, S. 115 f., 123 ff. hat seinen entsprechenden Vorschlag erkennbar als Ausnahme verstanden.

198 Zum entsprechenden Vorgehen bezüglich des strategischen Netzes in der Schweiz s. oben C.I.1.a).

Verfahren verarbeiten. Wie die oben dargestellte Verkehrsplanung zeigt, weichen die Akteure ohne eine solche klare normative Planungskompetenz des Bundes ohnedies regelmäßig in informelle Verfahren aus, die aber nicht mit gleicher Sicherheit Verantwortung zuschreiben und den zur Akzeptanzgewinnung erforderlichen umfassenden Interessenausgleich gewährleisten. Meines Erachtens bestehen vorliegend keine kompetenzrechtlichen Bedenken gegen eine derartige Bundesfachplanung[199].

Hinsichtlich der Auswahl der federführenden Behörde für die administrative Erarbeitung des Bundesfachplans bestehen verschiedene Optionen auf ministerieller oder bundesoberbehördlicher Ebene (BMWi, BMU, UBA, BNetzA, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, etc.), zwischen denen die Gesetzgebungsorgane im Rahmen ihres Organisationsermessens wählen können[200]. Wichtiger ist aber das Zusammenwirken der durch die Bundesfachplanung Übertragungsnetz berührten Behörden und Träger öffentlicher Belange. Förderlich ist insbesondere eine koordinierte frühzeitige Einbindung zentraler Interessenträger nach dem Vorbild der Schweizer SÜL-Kerngruppe unter Einschluss von Vertretern der Übertragungsnetzbetreiber, wichtiger Netznutzer auf Erzeuger- und Abnehmerseite sowie bundesweit agierender Verbände des Umwelt- und Naturschutzes. Diese Kerngruppe sollte kontinuierlich arbeiten, was bereits organisatorisch schnellere Entscheidungen ermöglicht, aber auch das wechselseitige Verständnis erhöht und kooperationsförderndes Vertrauen wachsen lässt[201]. Ferner kann diese Gruppe den Erfahrungsaustausch institutionalisieren und dadurch befördern[202]. Diskutabel ist die Einbindung von Landesvertretern bereits in der Kerngruppe. In jedem Fall müssen sie, ebenso wie lokale Interessenvertreter in Begleitgruppen zur Bundesfachplanung der einzelnen Leitungsprojekte einbezogen werden[203].

Da Trassen zu den möglichen Gegenständen der Landesraumplanung gehören und jedenfalls mit den darin festgelegten Raumordnungszielen abzustimmen sind, gewinnen die Abstimmungsinstrumente zwischen Bundes- und Landesplanung durch

---

199 S. auch oben D.II.

200 Skeptisch zum Legitimationspotential der BNetzA etwa: *Hermes*, in: Marburger, Energieversorgung, unter C.V.3.a), der m.E. jedoch die Möglichkeiten einer im Verfahren zu erarbeitenden Legitimationserweiterung unterschätzt und auch die behördeninternen Legitimationspotentiale etwa in Gestalt des Beirats nicht in seine Überlegungen einbezieht.

201 Vgl. zur Kooperation durch Mediationsverfahren: *Schneider,* Verwaltungsarchiv 87 (1996), S. 38, 60 ff.

202 Vgl. hierzu allg. *SRU*, Sondergutachten Umweltverwaltungen, Tz. 408, 411 f., 449; s. auch Tz. 370.

203 Vgl. zu dieser Abschichtung im Schweizer Planungsprozess oben C.I.1.a).

eine Bundesfachplanung Übertragungsnetze an Bedeutung. Sie können sich angesichts der Planungsaufgabe des Bundes aber auch auf diese weniger komplexe verwaltungsinterne Abstimmungsaufgabe beschränken und verlangen keine Planungssubstitution nach dem Muster der heutigen Raumordnungsverfahren mehr. Für Projekte, die in den Bundesfachplan aufgenommen sind, ist daher auf die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens zu verzichten.

Ausgangsbasis der Bundesfachplanung können die regulierungsrechtlich geforderten Investitionspläne der systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber sein, die ihrerseits an die Vorgaben der Bundesfachplanung anzupassen sind. Auf diese Weise wird das Wissen der ÜNB genutzt und zugleich deren Dominanz bei der Bewertung von Planungsalternativen nach geltendem Recht prozedural auf ein verträgliches Maß gemildert. Durch die Rückwirkungen auf die ÜNB-Investitionspläne und die in diesen gemäß § 12 IIIa 2 EnWG vorzunehmende Konkretisierung der Planumsetzung, die auch einen Ansatzpunkt für regulierungsbehördliche Kontrollmaßnahmen bietet, wird die oben beschriebene systemische Netzplanung optimiert. Deshalb erscheint es gerechtfertigt, nach Umsetzung des vorliegenden Konzepts für den Ausbau des Übertragungsnetzes auf die punktuellen, ohnedies wenig funktionalen und eher symbolischen Investitionspflichten nach § 9 EEG sowie nach KWKG und KraftNAV zu verzichten.

Zwischen der Bundesfachplanung für Übertragungsnetze und dem oben skizzierten regulatorischen Netzausbaumodell der BNetzA gibt es ebenfalls relevante Wechselwirkungen. Einerseits kann ein streng effizienzorientiertes Netzausbaumodell eine wichtige Entscheidungsgrundlage neben anderen im Prozess der Bundesfachplanung bieten. Andererseits ist ein beschlossener Bundesfachplan dem Netzausbaumodell zugrunde zu legen. Dadurch gewinnt dieses an Legitimität und nachfolgende Regulierungsentscheidungen insbesondere über Investitionsbudgets werden berechenbarer, wodurch die Investitionssicherheit ebenso wie die Investitionsanreize für die Netzbetreiber steigen.

Da es sich nach der vorliegenden Konzeption um eine gesetzlich vorgeschriebene raumwirksame Planung durch die Exekutive handelt, ist in das Bundesfachplanungsverfahren eine Strategische Umweltprüfung ebenso wie eine FFH-Verträglichkeitsprüfung zu integrieren. Dies entspricht auch dem Charakter des Verfahrens, großräumig Korridoralternativen zu bewerten und auszuwählen, und trägt zu dessen Kapazität zur Akzeptanzgewinnung bei. Zugleich eröffnet das Verfahren die Möglichkeit einer breiten Öffentlichkeitsbeteiligung. Als hochstufige Grobplanung berührt sie jedoch noch keine individuellen Rechtspositionen und kann daher auch nicht von Einzelnen mit Rechtsmitteln angegriffen werden. Dadurch

entsteht unvermeidlich das bekannte Problem der erneuten Alternativenplanung im Planfeststellungsverfahren[204]. Allerdings kann sich die Planfeststellungsbehörde selbst auf die Prüfung kleinräumiger Alternativen zurückziehen und konzentrieren, da die großräumigen Alternativen in einem formalisierten Verfahren mit Pflichten zur Begründung der Variantenwahl untersucht wurden. Die großräumige Variantenwahl wird unter diesen Bedingungen auf Planfeststellungsebene und im nachfolgenden Gerichtsverfahren nur in seltenen Einzelfällen substantiiert erschüttert werden können[205]. Dies ist auch unter Rechtsschutzgesichtspunkten akzeptabel, weil diese Abschichtungsleistung der Bundesfachplanung im Vergleich zu den heutigen informellen Trassenfindungsprozessen mit einer prozedural erheblich verbesserten Stellung etwa von Umweltbelangen im Bundesfachplanungsverfahren im Sinne des oft geforderten (Grund-)Rechtsschutzes durch Verfahren kombiniert wird.

Hinsichtlich des sich anschließenden Planfeststellungsverfahrens ergeben sich zur geltenden Rechtslage keine fundamentalen Veränderungen. Bedenkenswert erscheint jedoch eine Erweiterung der Planfeststellungspflicht auf alle Hochspannungsleitungen unabhängig davon, ob diese als Freileitung oder Erdkabel ausgebaut werden. Dies erleichterte es, übergreifende Planungsabschnitte zu definieren und in den Ländern behördliche Kompetenzzentren zur Planfeststellung von Übertragungsleitungen einzurichten. Im Übrigen ist hier auf die nachfolgend skizzierten ergänzenden Reformoptionen hinzuweisen.

Überblicksartig würde sich damit folgende Planungsstruktur ergeben:

---

204 Vgl. *de Witt*, RdE 2006, 141, 142, 144; dazu nicht ganz passend *ders.*, in: Sauer/Schneller, Beschleunigung, S. 97.

205 Vgl. insoweit auch die empirischen Ergebnisse von Lewin, Gestufte Verfahren, S. 134 ff.

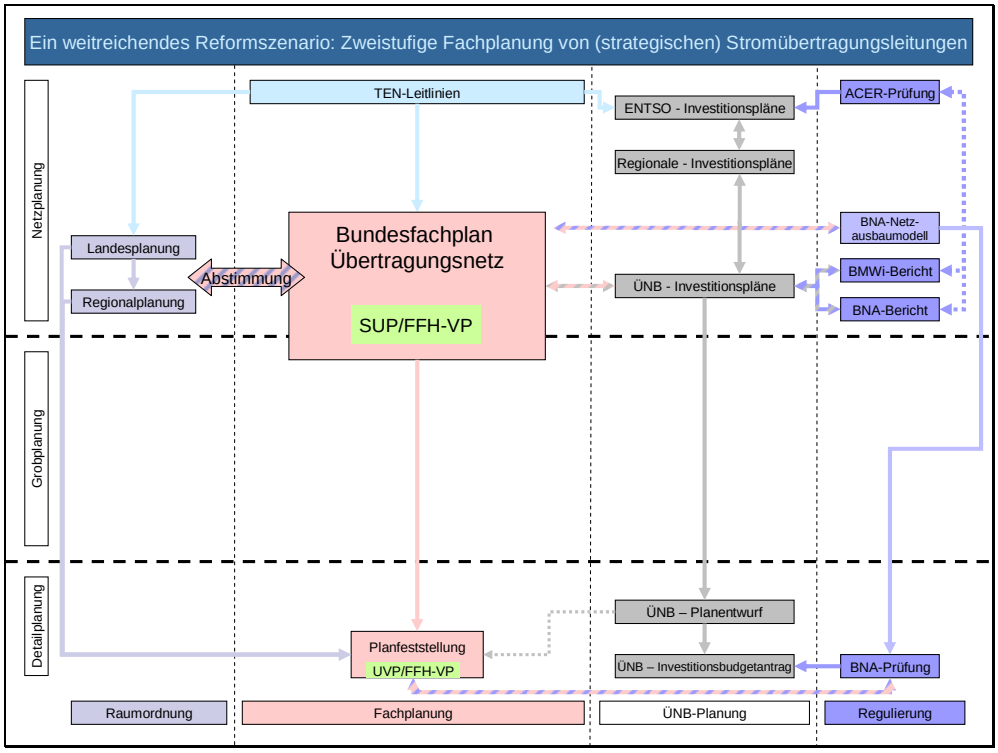


Abb. 15

2. Ein moderates Reformszenario: Fachliche Bedarfsplanung, länderübergreifend koordinierte Raumordnung und Planfeststellung

Ein weniger weit reichendes Reformszenario würde zwar ebenfalls eine fachliche Bedarfsplanung auf Bundesebene vorsehen, jedoch die Grobtrassierung weiterhin in der Zuständigkeit der Länder belassen. Wichtig wäre dann jedoch eine erheblich verbesserte Strukturierung der länderübergreifenden Koordinierung ihrer Raumplanungen. Hier ließe sich etwa an eine Institutionalisierung diesbezüglicher Koordinationsstellen denken. Wie das Beispiel der Länderkooperation bei der Aufsicht über bundesweite private Fernsehprogramme zeigt, sind solche Arrangements durchaus möglich, bedürfen allerdings für eine stabile Ausgestaltung vermutlich einer komplexen staatsvertraglichen Fundierung. Eine Institutionalisierung länderübergreifender Planungsorgane durch das Bundesraumordnungsgesetz käme alternativ in Betracht, bedürfte aber einer genaueren kompetenzrechtlichen Bewertung als sie im Rahmen dieses Gutachtens möglich ist. Schließlich kommt noch eine gemeinsame informelle Planung i.S.v. § 8 III ROG in Betracht, die jedoch erhebliche Funktionsdefizite aufweist. Generell sind die Erfahrungen mit Abstimmungsgeboten der Länder bei der übergreifenden Planung von Stromleitungen etwa gemäß § 43b Nr. 4 EnWG

eher enttäuschend und sprechen für die hier prioritär vorgeschlagene Bundesfachplanung[206].

V. Ergänzende Reformoptionen

1. Vollzugserleichterung durch materielle Vorstrukturierung von Abwägungsentscheidungen

a) Wahl zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung

Ein politisch besonders brisantes und lokal konfliktträchtiges Thema ist die Entscheidung zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung. Um die regionalen bzw. lokalen Vollzugsbehörden von den hiermit verbundenen Wertungsentscheidungen zumindest partiell zu entlasten, erscheint es sinnvoll, ähnlich wie in der Schweiz das Instrument eines standardisierten Beurteilungsschemas[207] zu erproben und im Erfolgsfall dauerhaft zu nutzen. Eine weitere Steuerung der Erdverkabelung allein auf gesetzlicher Ebene nach dem Muster von § 2 II 1 EnLAG erscheint nicht hinreichend flexibel[208]. Allerdings könnte der Gesetzgeber Rahmenvorgaben für ein derartiges Beurteilungsschema vorgeben, die dann in der Vollzugspraxis zu konkretisieren und ebenso wie ihre untergesetzlichen Konkretisierungen kontinuierlich auf ihre Tauglichkeit zu überprüfen wären.

Wichtig wäre es dabei, ein angemessenes Verfahren zur Entwicklung eines deutschen Beurteilungsschemas zu etablieren. Vorerst wäre etwa an eine Experimentierklausel im EnLAG zu denken. Bei einem Erfolg des Instruments wäre – vorbehaltlich einer kompetenzrechtlichen Prüfung – an seine Verstetigung durch eine TA Leitungsbau zu denken, die nach einem § 48 BImSchG entsprechenden Verfahren erlassen werden könnte.

b) Naturschutzrechtliche Prüfungsmaßstäbe

Nützlich könnte ein solches standardisiertes Beurteilungsschema oder zumindest die Entwicklung einer in möglichst vielen Bundesländern einheitlich genutzten Checkliste

---

206 *Schneller*, DVBl. 2007, 532

207 Hierzu der Überblick von *Merker*, ET 2010 (H. 3), 60 ff.; ausführliche Dokumente finden sich auf www.bfe.admin.ch.

208 Zum Streit über die Sperrwirkung von § 2 EnLAG ggü. landesrechtlichen Vorgaben zur Erdverkabelung wie in Niedersachsen weitgehend überzeugend: *Lecheler*, RdE 2010, 41, 45.

auch für die vollzugsentlastende Konkretisierung der verschiedenen naturschutzrechtlichen Prüfungsmaßstäbe speziell für die Beurteilung von Projekten im Hochspannungsleitungsbau sein[209]. Hintergrund ist, dass die diesbezüglichen Maßstäbe selbst im Kern nicht zur Disposition stehen. Dies gilt sowohl für die europarechtlich vorgegebenen Regeln zur FFH-Verträglichkeitsprüfung aus der FFH-Richtlinie bzw. der Vogelschutzrichtlinie[210] als auch für die seit langem im deutschen Recht verankerte naturschutzrechtliche Eingriffsregelung. Ergänzend wäre in diesem Bereich an Best-Practice-Benchmarks zu denken, die bei passender Ausgestaltung ebenfalls vollzugserleichternd und dadurch beschleunigend wirken können.

Ferner ist in diesem Zusammenhang auf die Bedeutung der hier vorgeschlagenen formalisierten Bundesfachplanung für Übertragungsleitungen unter Einbau der Strategischen Umweltprüfung und einer hochstufigen FFH-Verträglichkeitsprüfung hinzuweisen. Dadurch können frühzeitig konfliktarme Alternativen ermittelt werden, so dass die ausgewählten Projekte im Planfeststellungsverfahren aufgrund ihrer überragenden infrastrukturellen Bedeutung nur selten am Habitatschutz scheitern sollten[211].

2. Gesetzliche und verwaltungspraktische Optionen zur Verfahrensoptimierung im Planfeststellungsverfahren

Seit langem werden verschiedene Ansatzpunkte zur Beschleunigung von Planfeststellungsbeschlüssen diskutiert, worauf der Gesetzgeber auch schon mit mehreren Novellierungen insbesondere im Verkehrswegeplanungsrecht, aber auch mit Änderungen im übrigen Infrastrukturplanungsrecht unter Einschluss der §§ 43 ff. EnWG reagiert hat[212]. Danach besteht hier für weitere Reformen nur noch wenig Potential, sofern man nicht qualitäts- und zugleich akzeptanzsichernde Verfahrenselemente weiter abbauen und damit eventuell sogar Verzögerungen durch politische Proteste riskieren will[213].

---

209 Hierzu allg.: *SRU*, Sondergutachten Umweltverwaltungen, Tz. 409; vgl. ferner die leitungsspezifische Problemanalyse bei: *Schiller*, UPR 2009, 248 f.

210 S. auch *Louis,* NuR 2010, 77, 85 zu Vorgaben hinsichtlich unzureichend ausgewiesener Vogelschutzgebiete.

211 Vgl. hierzu allg.: *Gellermann*, NuR 2009, 8, 11 f.; *Spieth/Appel*, NuR 2009, 669, 671 ff.; s. auch BVerwG, DVBl. 2001, 386, 389 ff.

212 *Lecheler*, DVBl. 2007, 713 ff; *Schneller*, DVBl. 2007, 529 ff.; *Schröder*, NuR 2007, 380 ff.; *Schumacher*, Innovationsregulierung, 256.

213 Hierzu allg. im Zusammenhang mit der Beschleunigungsdebatte: *SRU*, Sondergutachten Umweltverwaltungen, Tz. 407.

Untersuchungen zum Anlagenzulassungsrecht (BImSchR, WasserR, BauR) belegen im Übrigen[214] die hohe Wirkung eines geschärften Bewusstseins der Behördenbediensteten für einen gesellschaftlichen Beschleunigungsbedarf. Insoweit kommt der öffentlichen Diskussion über den Netzausbaubedarf große Bedeutung zu. In diesem Sinne beschleunigend durch Bewusstseinsförderung wirkte etwa auch die Ausweisung strategisch bedeutsamer Ausbauprojekte in einem hier vorgeschlagenen Bundesfachplan Übertragungsnetze. Ein weiterer im Anlagenzulassungsrecht identifizierter zentraler Zeitfaktor ist die Komplexität der Verfahren und vor allem der materiellen Vorgaben[215]. Während letztere, insbesondere im Naturschutzrecht realistischer Weise nur durch die vorgeschlagenen untergesetzlichen Konkretisierungen in ihrer Komplexität zumindest vollzugsfreundlicher gestaltet werden können, kann die Verfahrenskomplexität durch das hier präferierte Reformszenario eines zweistufigen Fachplanungsprozesses durchaus reduziert werden.

Beschleunigend wirken nach Untersuchungen zum Anlagenzulassungsrecht Verfahrensfristen[216] und zwar primär aufgrund einer bloßen Signalwirkung[217], die durch das Führen von Fristenkatalogen als gute Verwaltungspraxis ebenso wie durch Benchmarkingverfahren erhöht werden kann[218]. Die im Baurecht teilweise vorgesehene Sanktionierung mittels Genehmigungsfiktionen ist schon dort umstritten, verbietet sich vorliegend aber davon unabhängig bereits aufgrund der Komplexität von Leitungsprojekten.

Das existierende Planfeststellungsrecht für Freileitungen kennt auch bereits viele Verfahrensfristen. Anders als im Schweizer Recht existiert jedoch keine Entscheidungsfrist für die Planfeststellungsbehörde nach Abschluss des Anhörungsverfahrens. Eine solche Frist könnte die Verfahren vermutlich abkürzen, entfällt doch etwa im Anlagenzulassungsrecht auf diese Abschlussphase fast ein Drittel der Gesamtverfahrensdauer[219]. Wenngleich noch keine verlässlichen empirischen Studien zu den diesbezüglichen Einflussfaktoren vorliegen, sollte neben

---

214 *Ziekow et al.*, Dauer von Zulassungsverfahren, S. 342 f.

215 *Ziekow et al.*, Dauer von Zulassungsverfahren, S. 344; *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 230 f.

216 *Ziekow et al.*, Dauer von Zulassungsverfahren, S. 43 ff., 142 ff., 227 ff., 325 f.; *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 206, der aber auch auf die Folgen für andere behördliche Aufgabenbereiche etwa durch innerbehördliche Ressourcenverlagerungen zur Verfahrensbeschleunigung verweist.

217 Skeptischer: *de Witt*, RdE 2006, 141; *Schneller*, DVBl. 2007, 529, 530 f.

218 *Schneller*, DVBl. 2007, 530 f.; s. auch *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 202, 217.

219 *Ziekow et al.*, Dauer von Zulassungsverfahren, S. 40, 127 ff., 139, 216 f., 225, 300 ff., 330 f.

der Signalwirkung einer Entscheidungsfrist als gute Verwaltungspraxis ohne zwingende Notwendigkeit einer gesetzlichen Fixierung die frühzeitige Unterstützung der lokal zuständigen Behörden durch behördliche Projektmanager[220] und insbesondere anwaltliche Teams[221], die möglichst bundesweit an Planfeststellungen von Stromleitungen mitwirken und daher best-practices weitergeben und Handlungssicherheit vermitteln können, erwogen werden.

Beschleunigend und auch in anderer Weise unterstützend können behördliche oder anwaltliche Projektmanger nicht nur in der Abschlussphase des Planfeststellungsverfahrens, sondern ebenso in der Vorantragsphase wirken. Nach Untersuchungen im Anlagenzulassungsrecht erfasst auch diese Phase einen erheblichen Teil der Gesamtverfahrensdauer[222]. Trotz der Streichung entsprechender Vorschriften im VwVfG gelten in diesem Zusammenhang insbesondere Antragskonferenzen[223] oder Sternverfahren zur Beteiligung der Träger öffentlicher Belange[224] weiter als Elemente einer guten Verwaltungspraxis[225]. Die im Anlagengenehmigungsrecht als kritischer Faktor identifizierte Professionalisierung der mit der Antragstellung betrauten Akteure[226] dürfte im Bereich der Planung von Übertragungsleitungen durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig wenig Optimierungspotential aufweisen. Hilfreich könnten jedoch bundesweite Vereinheitlichungen behördlicher Anforderungen an Antragsunterlagen sowie die oben vorgeschlagenen Beurteilungsschemata sein[227]

---

220 Zu positiven Erfahrungen in komplexen Anlagenzulassungsverfahren: *Ziekow et al.*, Dauer von Zulassungsverfahren, S. 57 ff., 145 ff., 326 f.; *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 211, aber auch Tz. 217; s. ferner schon früh: *Bullinger*, Beschleunigte Genehmigungsverfahren, S. 81 ff.; zur Nutzung dieses Instruments in der Schweiz in Gestalt der SÜL-PGV-Koordinationsgruppe, s. o. C.I.1.a)

221 Vgl. *de Witt*, in: Sauer/Schneller, Beschleunigung, S. 98; allg. hierzu *Schwarz*, in: Hoffmann-Riem/Schneider, Verfahrensprivatisierung, S. 188 ff.

222 *Ziekow et al.*, Dauer von Zulassungsverfahren, S. 327 f.: im BImSchR 57% der Gesamtverfahrensdauer!; im WasserR krit. Faktor gerade in Konfliktverfahren; *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 222 ff.

223 *Ziekow et al.*, Dauer von Zulassungsverfahren, S. 92 ff., 186 ff., 269 f., 327 f.; *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz.227.

224 Ziekow *et al.*, Dauer von Zulassungsverfahren, 100 ff., 195 ff., 278 ff., 328.

225 *Schneller*, DVBl. 2007, 532; ferner: *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 211; nur deshalb meinte der VwVfG-Gesetzgeber auch auf die einschlägigen Vorschriften verzichten zu können.

226 *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 224, 226 f.

227 Vgl. dazu allg. *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 226, 228.

Einen weiteren relevanten Zeitfaktor stellt die Beteiligung der Träger öffentlicher Belange dar[228], wobei die bereits etablierten Instrumente zur Behördenpräklusion schon mit Blick auf die materiellen Anforderungen des Abwägungsgebots selten genutzt werden und sich tendenziell als symbolische Gesetzgebung erweisen[229]. Um den Druck auf die beteiligten Behörden aufrecht zu erhalten, ist jedoch eine fakultative Nichtberücksichtigung verspäteter Stellungnahmen sinnvoll[230]. Ferner sind Optimierungen der internen Verfahren bei der Beteiligung betroffener Gemeinden denkbar[231]. Unzureichend ist bislang die Beteiligung der BNetzA in Verfahren zur Planfeststellung von Stromleitungen[232]. Durch die hier vorgesehene Beteiligung der BNetzA an der Bundesfachplanung würde sich das Gewicht dieses Defizits mindern, gleichwohl erscheint es ratsam, wenngleich nicht zwingend, in die Regeln zur energiewirtschaftlichen Planfeststellung ausdrücklich eine Prüfungspflicht aufzunehmen, ob eine Beteiligung der BNetzA sachgerecht erscheint.

Demgegenüber stellt die Öffentlichkeitsbeteiligung entgegen landläufigen Vermutungen nach empirischen Untersuchungen zum Anlagenzulassungsrecht keinen wesentlichen Verzögerungsfaktor dar[233]. Insbesondere wird von vielen Praktikern einem häufig geforderten Verzicht auf Erörterungstermine keine wesentliche Beschleunigungswirkung zugesprochen[234]. Hilfreich könnten allerdings entlastende Gestaltungsvorgaben in behördlichen Leitlinien sein[235].

Nützlich, aber in erheblichem Maß bereits in § 44a EnWG umgesetzt sind gesetzliche Vorkehrungen zur Sicherung der Planfeststellung wie Veränderungssperren, Vorkaufsrechte und vorzeitige Besitzeinweisungen[236]. Aus dem Anlagenzulassungsrecht bekannte Regeln über die Zulassung vorzeitigen Baubeginns haben

---

228 *Schneller*, DVBl. 2007, 530; *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 215; ders., Sondergutachten Umweltverwaltungen, Tz. 279, 408.

229 *Ziekow et al.*, Dauer von Zulassungsverfahren, S. 114 ff., 205 ff., 286 f., 328 f.; *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 210, 217.

230 Hierzu allg. *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 210.

231 Hierzu allg. *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 218 ff.

232 *Weyer*, ZNER 2009, 215.

233 *Ziekow et al.*, Dauer von Zulassungsverfahren, S. 40, 121 ff., 139, ff., 211 ff., 325, 329 f.; *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 205; ders., Sondergutachten Umweltverwaltungen, Tz. 275 ff. 295 ff..

234 *Schneller*, DVBl. 2007, 529, 531; ähnlich *de Witt*, RdE 2006, 141, 145; selbst die sog. Posch-Kommission hegt hinsichtlich eines Erörterungstermins allein nach Ermessen relativ geringe Beschleunigungserwartungen: Gesetzentwurf S. 35.

235 *Schneller*, DVBl. 2007, 531 f.; s. auch *de Witt*, RdE 2006, 141, 145.

236 *Schneller*, DVBl. 2007, 532; *Scheidler*, GewArch 2010, 97 ff..

sich dort nur in Grenzen als erfolgreich erwiesen[237]. Als derzeit noch offen muss wohl die Frage gelten, ob eine Rechtsschutzkonzentration beim BVerwG nach dem Vorbild des EnLAG tatsächlich Beschleunigungswirkungen entfaltet[238]. Zudem betont das BVerwG in seiner aktuellen Rechtsprechung erkennbar und mit guten Gründen die verfassungsrechtlichen Grenzen einer solchen Rechtsschutzkonzentration[239].

---

237 *Ziekow et al.*, Dauer von Zulassungsverfahren, S. 52 ff., 326 f.; s. aber auch *SRU*, Umweltgutachten 2002, Tz. 208.

238 Zu dieser Einschätzung tendiert wegen eines noch zu kurzen Evaluierungszeitraums der entsprechende Erfahrungsbericht der BReG, BT-Drs. 16/13571, wonach die Bewertung umstritten ist; das BVerwG selbst betont einen Flaschenhalseffekt; skeptisch auch *Maslaton*, in: Sauer/Schneller, Beschleunigung, S. 101; *Lecheler*, DVBl. 2007, 713, 719; positiv hingegen: Regierungsbegründung zum EnLAG, BT-Drs. 16/10491, S. 19, 23; krit. aber BRat. Stellungnahme, ebd. S. 22;

239 BVerwGE 131, 274, Tz. 29 ff.

Teil 2: Errichtung untertägiger Stromspeicher

E. Einleitung

Ein zweiter zentraler Baustein der Integration erneuerbarer Energiequellen in die Stromversorgung sind Stromspeicher zum Ausgleich der Einspeisefluktuation. Hierbei ist zwischen einem kurzfristigen Ausgleich von Prognosefehlern im Tagesverlauf und einem mehrtägigen Ausgleich etwa bei Windflauten zu unterscheiden. Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auftragsgemäß ausschließlich auf die Errichtung untertägiger Stromspeicher (Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher)[240]. Andere Speichertechnologien wie inländische oder ausländische Pumpspeicherwerke oder Batterien insbesondere in Elektrofahrzeugen bleiben außer Betracht.

Wichtig für die nachfolgenden Überlegungen sind mögliche Konflikte mit anderen Untergrundnutzungen wie der Erdgasspeicherung, der CO_2-Verpressung sowie der (Tiefen-)Geothermie[241]. Für die hier untersuchten Druckluft- und Wasserstoffspeicher kommen insbesondere Salzkavernen in Betracht. Da diese vom Volumen her für die CO_2-Verpressung wenig geeignet sind, werden insoweit wohl selten Konflikte auftreten. Diese werden stattdessen primär mit der ebenfalls wachsenden Nutzung von Kavernen zur Erdgasspeicherung entstehen. Da letztere, anders als die Druckluft- und erst recht die Wasserstoffspeicherung, eine bereits eingeführte Technik darstellt und schon heute zunehmend realisiert wird, besteht die Gefahr, dass die künftig benötigten Kavernenkapazitäten eventuell bereits anderweitig genutzt werden. Noch unklar sind etwaige Konflikte mit geothermischen Nutzung, die etwa dadurch entstehen könnten, dass es durch Bohrungen zur Geothermiegewinnung zum ungewollten Austritt der gespeicherten Gase kommt. Wegen der Unsicherheiten hinsichtlich der technischen Potentiale von salinaren Aquiferformationen und ausgeförderter Kohlenwasserstofflagerstätten für die Druckluft- bzw. Wasserstoffspeicherung lassen sich derzeit die Konfliktpotentiale für diese Bereiche mit den anderen genannten Nutzungen noch nicht genau abschätzen. Ggf. würden diese insbesondere mit einer eventuellen CO_2-Verpressung auftreten, da diese auf die erwähnten Formationen in großem Umfang angewiesen wäre.

---

240 Zu diesen Technologien m.w.N. *Dietrich/Ahnsehl,* ET 2010 (H. 3), S. 14 f.

241 Zum Folgenden *Dietrich*, in: Kühne/Ehricke, „Bergrecht zwischen Tradition und Moderne", unter 2.1.5; s. auch *Knopf/May/Müller/Gerling,* ET 2010 (H. 4), 76 ff.; *Hartmann/Hohmeyer*, ET 2010 (H. 1/2), 144 ff.

Die nachfolgende Analyse kann angesichts des derzeitigen Entwicklungsstands der Stromspeichertechnologien, die den Gegenstand dieses Gutachtens bilden, nur eine erste Problemorientierung bieten. Für eine umfassende rechtliche Normierung sind noch zu viele Fragen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit dieser Speichertechnologien und ihres optimalen Einbaus in das Stromversorgungssystem offen. Einzelne Reformbausteine können aber gleichwohl identifiziert werden.

F. Aktuelle Rechtslage in Deutschland

I. Bergrechtliches Betriebsplanverfahren als zentrales Zulassungsverfahren

Auch wenn Untergrundspeicherung keine klassische bergbauliche Tätigkeit darstellt, wurde sie vom Gesetzgeber zumindest partiell den Regeln des BBergG unterstellt, wie sich aus den §§ 2 II Nr. 3, 126 I und 4 IX BBergG ergibt[242]. Danach bedarf die Untersuchung des Untergrunds auf seine Eignung sowie die Errichtung und der Betrieb von Untergrundspeichern der Zulassung in der Form eines bergrechtlichen Betriebsplans gemäß § 52 BBergG[243].

Das Betriebsplanverfahren bestimmt sich in der Regel nach §§ 54 bis 56 BBergG. Es wird gemäß § 52 IIa 1 BBergG als Planfeststellungsverfahren nach den Vorgaben der §§ 57a, 57b BBergG durchgeführt, wenn das konkrete Vorhaben UVP-pflichtig ist[244]. Dies bestimmt sich nach der auf § 57c BBergG beruhenden Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau)[245]. Danach kommt nur eine UVP-Pflicht nach § 1 Nr. 9 UVP-V Bergbau in Betracht, der seinerseits für sonstige betriebsplanpflichtige Vorhaben auf die Anlage 1 zum UVPG verweist. Abhängig von den konkreten Verhältnissen der Stromrückgewinnung könnte sich danach eine UVP-Pflicht aus Nr. 1.1 der Anlage ergeben. Sofern eine Aussohlung der Kavernen erforderlich sein sollte, kommt evtl. auch noch eine UVP-Pflicht nach Nr. 13.3 der Anlage in Frage. Demgegenüber scheitert eine UVP-Pflicht gemäß Nr. 9.1 oder 9.2 der Anlage daran, dass untertägige Stromspeicher ohne Behälter errichtet werden.

---

242 Hierzu allg. *Kremer/Neuhaus gen. Wever*, Bergrecht, Rn. 527 ff.

243 *Dietrich/Brück von Oertzen*, ET 2008 (H. 4), 85, 86 f.

244 *Boldt/Weller*, BBergG-ErgBd., zu § 52 Rn. 17.

245 BGBl. 1990 I S. 1420 zuletzt geändert durch Art. 2 der Verordnung vom 24.1.2008, BGBl. 2008 I S. 85.

Das inhaltliche Prüfprogramm im Betriebsplanverfahren ergibt sich aus § 55 I Nrn. 1 bis 9 BBergG sowie aus § 48 BBergG. § 55 I BBergG listet einzelne Versagungstatbestände (Fachkunde, Zuverlässigkeit, Sicherheitsgefahrenvorsorge u.ä.) auf[246], die etwa im Zusammenhang mit der Wasserstoffspeicherung bedeutsam werden könnten. Im vorliegenden Zusammenhang ist aber vor allem § 48 II BBergG von Interesse. Danach ist die Zulassung durch einen Betriebsplan zu beschränken oder zu untersagen, soweit überwiegende öffentliche Interessen dem Vorhaben entgegenstehen. Auf diese Norm können sich gemäß S. 2 auch Dritte berufen, wenn die öffentlichen Interessen zugleich dem Schutz ihrer Rechte dienen. Durch diese Generalklausel werden die Maßstäbe des Immissionsschutzrechts, des Naturschutzrechts, des Denkmalschutzrechts sowie des Bauplanungsrechts in das bergrechtliche Prüfungsprogramm integriert, sofern diese nicht in einem gesonderten Verwaltungsverfahren durch eine zuständige anderweitige Fachbehörde geprüft werden[247]. Insoweit ist insbesondere an eine wasserrechtliche Genehmigung für eine Aussohlung von Kavernen zu denken[248]. Insgesamt wird das ordnungsrechtliche Regime für die Zulassung von Druckluftspeichern als grundsätzlich angemessen eingestuft[249].

II. Unzureichende Investitionsabsicherung im Verhältnis zu den Grundeigentümern

Zu Recht als problematisch eingestuft wird im Zusammenhang mit der Erdgasspeicherung bereits seit längerem die unzureichende gesetzliche Regelung des Verhältnisses zwischen Speicherbetreibern und den Eigentümern der Grundstücke, unter denen sich die Speicherstätten befinden[250]. Diese Diskussion ist auf die Stromspeicherung uneingeschränkt übertragbar. § 126 BBergG verweist nämlich für die Untergrundspeicher nicht auf die das Grundeigentum beschränkenden Vorschriften über die Bergbauberechtigungen in den §§ 6 ff. BBergG. Soweit in der Praxis bei Erdgasspeichern gleichwohl entsprechende Bergbauberechtigungen beantragt und bewilligt werden sollten, geschieht dies auf einer höchst unsicheren

---

246 Hierzu ausführlich *Kremer/Neuhaus gen. Wever*, Bergrecht, Rn. 223 ff.

247 *Kremer/Neuhaus gen. Wever*, Bergrecht, Rn. 256.

248 Vgl. *Dietrich/Brück von Oertzen*, ET 2008 (H. 4), 85, 87.

249 *Dietrich/Brück von Oertzen*, ET 2008 (H. 4), 85, 87. Eine derzeit streitig diskutierte Vorverlagerung der Prüfung von Umweltbelangen im Vergabeverfahren von Bergbauberechtigungen (hierzu zu Recht kritisch: *Franke*, FS-Kühne, S. 507, 521 ff.) kommt nach geltender Rechtslage bei Untergrundspeichern nicht in Betracht, da insoweit – wie sogleich gezeigt wird – keine Bergbauberechtigungen vergeben werden können.

250 *J. F. Baur*, ZHR 150 (1986), 507 ff. insb. S. 530; jüngst: *Kühne*, RdE 2009, 14, 17.

normativen Basis[251], da die im Verhältnis zum Grundeigentümer erforderliche Ermächtigungsgrundlage hierzu ausweislich des § 126 BBergG nicht besteht[252]. § 55 I Nr. 1 BBergG kann ebenfalls keine normative Grundlage bieten, da er eine Berechtigung nicht selbst gewährt. Er setzt vielmehr voraus, dass eine Berechtigung nach anderen Vorschriften, wie etwa den §§ 6 ff. BBergG, oder nach allgemeinem Privatrecht etwa in Form einer Dienstbarkeit oder eines Pachtvertrags erworben werden konnte[253].

Maßgeblich ist vielmehr die Regelung des § 905 S. 2 BGB, wonach die Berechtigung zur Untergrundspeicherung vom fehlenden Ausschließungsinteresse des Grundeigentümers und damit von den konkreten Umständen des jeweiligen Einzelfalls abhängt[254]. Auch wenn sich in der Praxis hinsichtlich der Anforderungen an das Ausschließungsinteresse des Grundeigentümers entgegen der wenig überzeugenden Rechtsprechung des BGH im Wintershall-Urteil aus dem Jahre 1980 zur Untergrundspeicherung von Rohöl eine restriktivere Linie abzuzeichnen scheint, verbleiben erhebliche Rechtsunsicherheiten. Dies ist umso problematischer, weil diese Zweifelsfragen nicht in einem geordneten Gerichts- oder Verwaltungsverfahren vor den erheblichen Investitionen in einen Untergrundspeicher rechtsverbindlich geklärt werden können. Vorherige Rechtssicherheit kann der Speicherbetreiber nur durch privatvertragliche Vereinbarungen mit den Grundeigentümern erlangen. In aller Regel wird die Speicherung nach diesen Vorgaben nur gegen Zahlung einer vertraglich vereinbarten oder im Rahmen der Interessenabwägung gemäß § 905 S. 2 BGB erforderlichen Entschädigung an den Grundeigentümer zulässig sein.

III. Unzureichende Steuerung untertägiger Nutzungskonflikte

Unzureichend ist aber nicht nur die gegenwärtige Regelung des Verhältnisses zu den betroffenen Grundeigentümern, sondern mindestens ebenso sehr die normative Bewältigung untertägiger Nutzungskonflikte, wie sie einleitend aufgezeigt wurden.

Auch hier wirkt sich aus, dass § 126 BBergG für die Untergrundspeicher nicht auf die Regelungen der Bergbauberechtigungen verweist. Die diesbezüglichen Erlaubnis- und Bewilligungsverfahren sind nämlich die vom BBergG primär für die Vermeidung

---

251 Abweichend: *Dietrich*, in: Kühne/Ehricke, „Bergrecht zwischen Tradition und Moderne", unter 3.2., 3.2.1.

252 S. auch *J. F. Baur*, ZHR 150 (1986), 507, 516 f.

253 *Kremer/Neuhaus gen. Wever*, Bergrecht, Rn. 224 f.

254 Hierzu treffend: *J. F. Baur*, ZHR 150 (1986), 507 ff.; jüngst: *Kühne*, RdE 2009, 14, 15, 17, 19.

bzw. Bewältigung von Nutzungskonflikten vorgesehene Verfahrensebene[255]. Sie nutzen dabei ein – seinerseits teilweise kritisch beurteiltes – Mischsystem zwischen Prioritätsgrundsatz und qualitativen Erwägungen.

Im Betriebsplanverfahren gibt es keine eindeutige normative Regelung von Nutzungskonflikten. Sie werden nur indirekt durch den Versagungstatbestand der entgegenstehenden überwiegenden öffentlichen Interessen in § 48 II 1 BBergG adressiert[256]. Ohne weitere normative Vorgaben ermöglicht dies erneut nur eine stark einzelfallbezogene Entscheidung mit den dann unvermeidlichen Rechtsunsicherheiten. Sie können immerhin gemindert werden, wenn in Landesentwicklungsplänen untertägige Stromspeicher als Ziele der Raumordnung definiert werden. Allerdings verfügen auch derartige Vorgaben nur über eine eingeschränkte Bindungswirkung im Betriebsplanverfahren. Das BBergG enthält nämlich keine Raumordnungsklausel, so dass die Ziele der Raumordnung lediglich als gleichberechtigte Belange ohne Vorrang in die Interessenabwägung nach § 48 BBergG aufgenommen werden[257].

Sachgerecht wären in diesem Zusammenhang die folgenden Reformbausteine[258]

- Aufnahme einer Raumordnungsklausel in das BBergG,
- eine katastermäßige Bestandsanalyse zur Identifikation von Speicherpotentialen und Speicherknappheiten,
- eine Identifikation und Festlegung von Vorrang- oder Vorbehaltsgebieten für Untergrundspeicher durch eine Untergrundraumordnung entweder des Bundes oder zumindest in bundesweiter Koordination der Bundesländer

Weitergehender Prüfung bedürfte im Fall einer Umsetzung dieser Reformelemente, inwieweit die Belange danach berechtigter Untergrundspeicherbetreiber bei Konflikten mit obertägigen Nutzungs- oder Schutzansprüchen zu stärken wären[259].

---

255 *Dietrich/Schäperklaus*, Erdöl Erdgas Kohle 125 (2009/H. 1), S. 20, 22; *Dietrich*, in: Kühne/Ehricke, „Bergrecht zwischen Tradition und Moderne", unter 3.2.1, 3.2.2.

256 *Dietrich/Schäperklaus*, Erdöl Erdgas Kohle 125 (2009/H. 1), S. 20, 22 f.; *Dietrich*, in: Kühne/Ehricke, „Bergrecht zwischen Tradition und Moderne", unter 3.2.2.

257 *Dietrich/Schäperklaus*, Erdöl Erdgas Kohle 125 (2009/H. 1), S. 20, 24; *Dietrich*, in: Kühne/Ehricke, „Bergrecht zwischen Tradition und Moderne", unter 3.2.2#.

258 *Dietrich/Schäperklaus*, Erdöl Erdgas Kohle 125 (2009/H. 1), S. 20, 25; *Dietrich*, in: Kühne/Ehricke, „Bergrecht zwischen Tradition und Moderne", unter 3.4, 4..

259 S. zur strukturellen Abwägungsschwäche der durch die allgemeinen Bergbauberechtigungen noch vergleichsweise unbestimmten Nutzungsbelange: *Franke*, FS-Kühne, S. 507, 519 ff.

IV. Unzureichende Vorgaben des Energieregulierungsrechts für Stromspeicher

Regulierungsrechtlich ist zunächst festzuhalten, dass das geltende Energieumweltrecht nur marginale ausdrückliche Bestimmungen zur Stromspeicherung enthält. Offen bleibt etwa die grundlegende Einordnung in die seit der Liberalisierung differenzierte energiewirtschaftliche Funktionenkette. Vor allem aber regelt das geltende Recht die Vergütungsfragen bei der Speicherung von EEG-Strom unzureichend oder begrenzt den Handlungsrahmen potentiell speicherwilliger Akteure, weshalb im gegenwärtigen Ordnungsrahmen die erforderliche Anreize zur Errichtung von Stromspeichern fehlen.

1. Speicherspezifische Regelungen im geltenden Energieumwelt- und Energiewirtschaftsrecht

Erst seit dem EEG 2009 enthält das Energieumweltrecht spezifische Vorgaben zu Stromspeichern. So gelten nach § 3 Nr. 1 S. 2 EEG auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln, als Anlagen zur Erzeugung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas. Und nach § 16 III EEG besteht der Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber auch dann, wenn Strom zwischengespeichert worden ist.

Im geltenden Energiewirtschaftsrecht werden Stromspeicher allein in § 118 VII EnWG spezifisch geregelt[260]. Danach sind neue Pumpspeicherkraftwerke für zehn Jahre von den Netzentgelten befreit, womit der Gesetzgeber zumindest einen kleinen Anreiz zur Neuerrichtung solcher Speicheranlagen, die vorliegend aber nicht weiter interessieren, setzt. Immerhin Anhaltspunkte für eine künftige Regulierung von Stromspeichern bieten ferner vielfältige Bestimmungen über Erdgasspeicher[261], die jedoch de lege lata mangels einer klaren gesetzlichen Anordnung keinesfalls auf Stromspeicher entsprechend angewendet werden können.

---

260 *Dietrich/Ansehl*, ET 2010 (H. 4), 61, 62.

261 Vgl. §§ 3 Nr. 9, 20, 23, 31, 38; 6 I 3; 10 III; 15; 16 I; 17 I; 17 II; 26; 28; 28a I; 35 I Nr. 5, 7; 112 Nr. 7 EnWG; ErwGr. 20 bis 22 und Art. 1 I; 2 Nr. 9, 10, 13, 14, 20, 21; 6; 7; 8; 10; 17 III; 19; 22 GasRL 2003; s. künftig ErwGr. 23, 24 sowie Art. 1 I; 2 Nr. 9, 10, 13, 14, 20, 21; 8; 12; 13; 15; 16; 22 III; 23; 25 III; 29; 31 III; 33; 36; 41 I lit. f), n), s), X, XI; 44 I, V; 49 III; 52 I lit. D), VI. GasRL 2009.

Im geltenden deutschen Energiewirtschaftsrecht werden Erdgasspeicher bemerkenswerter Weise in den Begriffsbestimmungen des § 3 EnWG als Teil des Erdgasnetzes eingeordnet[262] und partiell finden auch die gleichen materiellen Regeln etwa bezüglich der Vertraulichkeit[263], der getrennten Rechnungslegung[264], der Informationspflichten[265] sowie der Befreiung neuer Infrastrukturen von Regulierungsvorgaben[266] auf Netz- und Speicherbetrieb Anwendung. Demgegenüber gelten die Pflichten zur rechtlichen oder operationellen Entflechtung bislang allein für Netzbetreiber und nicht für Speicheranlagenbetreiber[267]. Zudem besteht zwar mit § 28 EnWG auch für Erdgasspeicher eine Drittzugangsregelung, diese verwirklicht allerdings noch das für die Erdgasfernelitungen inzwischen europarechtlich nicht mehr zulässige Modell des verhandelten Drittzugangs mit bloßer ex-post-Kontrolle. Schließlich gewährt § 17 I, II EnWG den Erdgasspeicherbetreibern Netzanschlussansprüche wie anderen Netznutzern.

An der Zulässigkeit des verhandelten Zugangs zu Erdgasspeichern ändert sich durch das 3. Energiebinnenmarktpaket wie auch an vielen anderen der soeben dargestellten Vorgaben nichts[268]. Die Anforderungen an die rechtliche, organisatorische und operationelle Entflechtung werden jedoch künftig denen für Fernleitungsnetzbetreiber angeglichen und damit deutlich verschärft[269].

2. Unzureichende oder noch unklare Investitionsanreize

a) Anlagenbetreiber und Verteilnetzebene

Die Anlagenbetreiber haben jedenfalls während der zwanzigjährigen Förderperiode für ihre Anlagen keine Anreize zur Stromspeicherung[270]. Hintergrund ist der gesetzliche Vorranganspruch gegenüber konventionellem Strom und der Entschädigungsanspruch gegenüber dem Netzbetreiber gemäß § 12 I EEG, wenn dieser bei Netzengpässen vom gesetzlichen Einspeisemanagement zugunsten anderer EE-Anlagen Gebrauch macht. Auch der neue Systemdienstleistungs-Bonus setzt keine Anreize zur Stromspeicherung, sondern allein zur technischen Ausstattung von

262 Vgl. § 3 Nr. 20 EnWG
263 § 6 I 3 i.V.m. § 9 EnWG.
264 § 6 I 3 i.V.m. § 10 III EnWG.
265 § 15 II EnWG.
266 § 28a I EnWG.
267 § 6 I 3 EnWG.
268 Art. 33 GasRL 2009.
269 Art. 12, 15 GasRL 2009.
270 Vgl. *Dietrich/Ansehl*, ET 2010 (H. 3), 14, 17 f.

Onshore-Windkraftanlagen, damit diese klassische Systemdienstleistungen wie Spannungs- und Frequenzhaltung oder Blindleistung bereitstellen können[271]. Nach Ablauf der Förderperiode können je nach Marktlage Anreize zur Stromspeicherung existieren. Diese werden aber durch den neuen § 16 III EEG nicht verstärkt, weil sich diese Norm nur auf die gesetzliche Förderperiode bezieht.

Auch für Dritte ergibt sich auf der Verteilnetzebene aus § 16 III EEG kein eigenständiges, ökonomisch sinnvolles Geschäftsmodell, sondern allenfalls als Dienstleister für eventuell speicherinteressierte Verteilnetzbetreiber, worauf sogleich einzugehen sein wird. Schließlich werden die EE-Anlagenbetreiber einem Speicherunternehmen ihren förderfähigen Strom nur gegen Zahlung der gesetzlichen Vergütung zur Verfügung stellen. § 16 III EEG garantiert aber ebenfalls nur die gesetzliche Vergütung ohne einen Zuschlag und dies auch nur für den mit der gespeicherten Energie erneut erzeugten Strom. Aufgrund der Verluste bei der Speicherung und „Stromrückgewinnung“ machte also ein Dritte sogar notwendig Verluste[272]. Zudem würde ein unabhängiges Speicherwerk nach der überzeugenden Rechtsprechung des BGH zu Pumpspeicherwerken[273] als Letztverbraucher im Sinne der StromNEV mit Netznutzungsentgelten beim Strombezug belastet.

Unklar ist derzeit die Anreizsituation für Verteilnetzbetreiber. Ein Anreiz zur Speicherung könnte sich aus § 12 II EEG ergeben[274], nach dem Netzbetreiber EE-Anlagenbetreiber im Falle einer Abregelung ihrer Erzeugungsanlagen entschädigen müssen. Ohne eine abweichende Vereinbarung bestimmt sich die Entschädigung nach dem gesetzlichen Vergütungsanspruch abzüglich der ersparten Aufwendungen, die jedoch bei den besonders relevanten Windkraftanlagen in der Regel minimal sein dürften. Durch die Speicherung erhielten die Netzbetreiber somit zwar zumindest eine Gegenleistung in Gestalt des speicherfähigen Stroms. Ob sich dies rechnet und somit wirklich hinreichende Anreize entstehen, hängt von diversen Variablen ab, die hier nicht einmal näherungsweise abgeschätzt werden können. Einzurechnen wären erneut die Speicherverluste, die Netzentgelte für den bezogenen Strom, die Errichtungs- und Betriebskosten des Speichers sowie etwaige Kosten eines partiellen Netzausbaus zur Anbindung der Speicher an die potentiell abzuregelnden EE-Anlagen. Es spricht viel dafür, dass ein Verteilnetzausbau gegenüber der Errich-

---

271 Vgl. § 64 I 1 Nr. 1 EEG mit der SDL-WindV (BGBl. 2009 I S. 1734).

272 Vgl. auch *Dietrich/Ansehl*, ET 2010 (H. 3), 14, 18.

273 BGH, ZNER 2010, 172 ff.

274 So auch *Dietrich/Ansehl*, ET 2010 (H. 3), 14, 18.

tung von Speichern aufgrund von Kostenvorteilen die ökonomischere Alternative darstellt[275].

Erschwert wird eine Kalkulation durch die unzureichenden Vorgaben für die Vergütung des nach der Wiederverstromung in die Netze eingespeisten Stroms[276]. § 16 III EEG verweist nämlich schlicht auf den Vergütungsanspruch nach § 16 I EEG, der seinerseits auf die sehr differenzierten Vergütungssätze nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 EEG verweist. Ein spezifischer Vergütungssatz für Strom aus Speichern existiert damit nicht. Daraus entstehen Probleme, wenn der „Speicherstrom" aus EE-Anlagen mit unterschiedlichen Fördersätzen stammt, was in der Realität der Regelfall sein dürfte. Notwendig wären deshalb Protokollierungspflichten sowie Regelungen über die zeitliche Verteilung etwa nach dem Modell „first-in/first-out", so dass wieder gewonnener Strom nach dem Vergütungssatz des „ältesten, noch gespeicherten" EE-Stroms unter Berücksichtigung der Speicherverluste abgerechnet wird. Ohne eine gesetzliche Bestimmung erwächst aus diesen Unklarheiten erheblicher vertraglicher Regelungsbedarf.

b) Übertragungsnetzebene

Ein weiterer Anreiz zur EE-Stromspeicherung könnte sich aus dem neuen Ausgleichsmechanismus auf Übertragungsnetzebene ergeben[277]. Kernelement der Neuregelung durch die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) der Bundesregierung[278] und die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) der BNetzA[279] ist die Ablösung der zwingenden vertikalen Rückwälzung mit Abnahmeverpflichtung der Stromlieferunternehmen durch eine Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber, die bei ihnen nach dem Horizontalausgleich vorhandenen EE-Strommengen diskriminierungsfrei und transparent über den vortäglichen oder untertäglichen Spotmarkt einer Strombörse zu vermarkten (§ 2 I 1, II 1 AusglMechV)[280]. Überblicksartig lässt sich das neue Konzept dem nachfolgenden Schaubild entnehmen:

---

275 *Dietrich/Ansehl*, ET 2010 (H. 3), 14, 18.

276 Zum Folgenden: *Dietrich/Ansehl*, ET 2010 (H. 3), 14, 16 f.

277 S. auch *Dietrich/Ansehl*, ET 2010 (H. 4), 61, 64 f.

278 BGBl. 2009 I S. 2101.

279 BGBl. 2010 I S. 134.

280 *Nitsche/Ockenfels/Röller/Wiethaus,* ET 2010 (H. 3), 28, 29 ff.; *Paulun,* ET 2010 (H. 5), 36 ff.

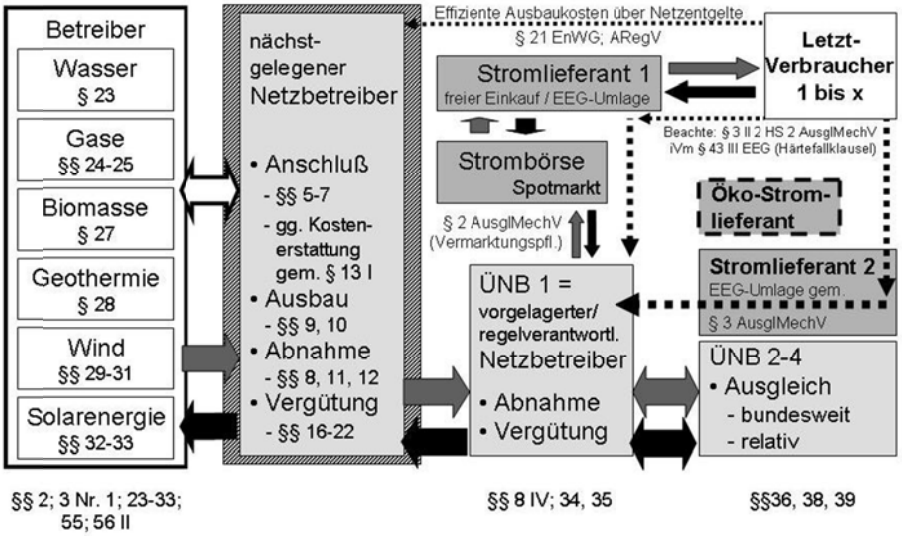


Abb. 16

Bis auf absehbare Zeit werden die Übertragungsnetzbetreiber angesichts der Differenz zwischen durchschnittlichen Börsenpreisen und EEG-Vergütungen an der Strombörse keine kostendeckenden Preise erwirtschaften, im Gegenteil treten sogar zwar noch vereinzelt, aber zunehmend Situationen ein, in denen eine überproportionale Windstromeinspeisung in Schwachlastzeiten erfolgt, so dass sogar negative Börsenpreise entstehen, die Stromabnehmer also eine Vergütung erhalten[281]. Die auf diese Weise verbleibenden Deckungslücken zwischen Einnahmen und Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber werden nach § 3 AusglMechV durch eine EEG-Umlage ausgeglichen, die als festgelegter Aufschlag auf jede gelieferte Kilowattstunde von den Stromlieferunternehmen anteilig zu tragen ist[282]. Ausgenommen sind weiterhin qualifizierte Ökostromhändler[283]. Damit die EEG-Umlage möglichst gering ausfällt, sind die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 2 II 2 AusglMechV zu einer bestmöglichen Vermarktung mit der Sorgfalt eines ordentlichen und gewissenhaften Händlers verpflichtet.

Die von der BNetzA erlassene Ausführungsverordnung war gemäß der zugrundeliegenden Ermächtigungsnorm eigentlich darauf beschränkt, Anreize zu einer Verbesserung der Prognosen für die tatsächliche Einspeisung zu setzen, um auf diese Weise die Profilservicekosten zu reduzieren[284]. Rechtlich zumindest Zweifels-

---

281 Anschaulich: „Wenn der Strompreis negativ wird, zahlt der Verbraucher doppelt“, FAZ v. 10. 12. 2009, S. 17; *Ortlieb,* EWeRK 2009, 148; *Viehmann/Sämisch,* ET 2009 (H. 11), 49 ff.

282 Zur notwendigen Berücksichtigung der Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen s. § 3 II 2, 2. HS AusglMechV i.V.m. § 43 III EEG.

283 § 3 VI 1 AusglMechV i.V.m. § 37 I 2 EEG.

284 Vgl. § 7 AusglMechAV sowie die Presseerklärung der BNetzA v. 26. 2. 2010 „Neue Regeln für eine effiziente Vermarktung von Erneuerbaren Energien“, S. 2 f.

fragen wirft deshalb die als Übergangsregelung titulierte Ausnahmeregelung der Ausführungsverordnung auf, nach der die Übertragungsnetzbetreiber zur Vermeidung der oben erläuterten negativen Preisspitzen erstens an der Börse Preislimits setzen und zweitens zur Sicherung des notwendigen EEG-Stromabsatzes Absprachen zum Erzeugungs- und Lastmanagement mit Stromerzeugern bzw. Stromverbrauchern treffen dürfen[285]. Auch wenn viel für die sachliche Berechtigung oder gar Notwendigkeit dieser Regelung durch die BNetzA unter den neuen Rahmenbedingungen spricht[286], lässt sie sich doch zumindest auf den ersten Blick nur schwer mit der höherrangigen Ausgleichsmechanismusverordnung vereinbaren.

Die Vermarktung der EEG-Strommengen könnte durch die Übertragungsnetzbetreiber nun auch durch eine temporäre Stromspeicherung optimiert werden. Ob dies ökonomische Vorteile bietet, ist unklar und kann im Rahmen dieses juristischen Gutachtens nicht untersucht werden. Aus juristischer Perspektive stellte sich jedenfalls die Notwendigkeit einer normativen Absicherung und zwar anders als bei den eben erwähnten Optimierungsstrategien besser unmittelbar und eindeutig im EEG selbst, ggf. in Gestalt einer diesbezüglich hinreichend bestimmten Verordnungsermächtigung. Derzeit fehlen also die normativen Voraussetzungen, damit die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Vermarktungspflicht Stromspeicher zur wirtschaftlichen Optimierung einsetzen können[287].

Somit stellt sich de lege lata abschließend die Frage, ob für Dritte evtl. ökonomische Anreize für eine Speicherung von an der Strombörse erworbenen und zumindest partiell aus EE-Strom bestehenden Strommengen existieren. Betreiber von Pumpspeicherwerken nutzen bereits heute die Phasen negativer Börsenpreise, um sich eine Stromabnahme sogar bezahlen zu lassen, den erworbenen Strom zu speichern und die gespeicherte Energie in Hochpreisphasen gewinnbringend zur Stromrückgewinnung einzusetzen[288]. Insoweit bestehen zumindest keine grundsätzlichen juristischen Probleme, allerdings darf der an der Börse erworbene Strom wegen § 37 V EEG i.V.m. § 3 VI 1 AusglMechV nur in seltenen Preiskonstellationen als „Grünstrom“ weiterverkauft werden. Dies gilt erst recht nach einer Stromspeicherung. Entscheidend sind damit erneut betriebswirtschaftliche Kostenkalkulationen, die kein Gegenstand dieses Gutachtens sind.

---

285 Vgl. § 8 AusglMechAV sowie die Presseerklärung der BNetzA v. 26. 2. 2010 „Neue Regeln für eine effiziente Vermarktung von Erneuerbaren Energien“, S. 1 f.

286 Vgl. *Jarass/Voigt*, ET 2009 (H. 10), 26, 27, 28 f. mit der Prognose verstärkter Abregelung von Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken, aber ggf. auch von EEG-Anlagen.

287 So auch *Dietrich/Ansehl*, ET 2010 (H. 4), 61, 65.

288 *Dietrich/Ansehl*, ET 2010 (H. 4), 61, 64.

G. Reformvorschläge für Deutschland

Erkennbaren Reformbedarf gibt es hinsichtlich der rechtlichen Ordnung der Untergrundspeicherung einerseits gegenüber den Grundstückseigentümern und andererseits im Verhältnis zu anderen Untergrundnutzungen. Das Bergrecht hält hierzu mit den Bergberechtigungen grundsätzlich angemessene Instrumente bereit, die etwa gegenüber der im gescheiterten CCS-Gesetzentwurf vorgesehenen, aber allzu große Rechtsunsicherheiten mit sich bringenden Lösung einer (erst!) durch bestandskräftige Planfeststellungsbeschlüsse begründeten Duldungswirkung deutlich vorzugswürdig sind[289]. Noch wichtiger ist jedoch die gesetzliche Einführung der oben bereits oben (F.III.) geforderten Untergrundraumplanung zur Vermeidung bzw. frühzeitigen Klärung von Nutzungskonflikten[290]. Diese Untergrundraumplanung sollte zumindest bundesweit koordiniert erfolgen. Ein wichtiges ergänzende Element ist dabei die Sicherung einer soliden informatorischen Basis durch eine Kartierung und Registrierung von potentiell geeigneten Untergrundformationen[291].

Anreize zur Stromspeicherung setzt das derzeitige Recht nach den vorstehenden Analysen nur ganz punktuell, wenig strukturiert und insgesamt unzureichend. Die diesbezügliche Reformdebatte steht allerdings noch ganz am Anfang und thematisiert einerseits Ergänzungen der heutigen EEG-Förderregeln entweder um ein Kombikraftwerks-Bonus-Modell oder um ein Prämienmodell[292]. Diese allgemein auf eine bessere Integration der EE-Stromerzeugung in den Strommarkt zielenden Instrumente könnten auch speicherspezifische Komponenten einbeziehen und dadurch diese neue Integrationstechnik fördern. Die damit aufgeworfenen Fragen gehen weit über die Speichertechnologie hinaus und können im Rahmen dieses Gutachtens nicht abschließend erörtert werden[293]. Speziell für die Förderung der Speichertechnologien wird jedoch auf die dadurch verursachten, vermutlich erheblichen Mehrkosten hingewiesen[294], was vermutlich auf das Gesamtförder-volumen bezogene Obergrenzen für derartige Förderansprüche erforderte. Wie

---

289 Vgl. *Franke*, FS-Kühne, S. 507, 518 f.; ausführlich zu den diesbezüglichen Schwächen des CCS-Gesetzentwurfs: *Kohls/Kahle*, RdE 2009, 197, 199 ff.

290 *Dietrich/Schäperklaus*, Erdöl Erdgas Kohle 125 (2009/H. 1), S. 20, 21 ff; *Dietrich*, in: Kühne/Ehricke, „Bergrecht zwischen Tradition und Moderne", unter 3.2..

291 Insoweit enthielt der CCS-Gesetzentwurf grundsätzlich geeignete Regelungen, die allerdings auf sämtliche Speichernutzungen zu erweitern wäre: vgl. *Dietrich*, in: Kühne/Ehricke, „Bergrecht zwischen Tradition und Moderne", unter 3.3.1

292 Hierzu im Zusammenhang mit Stromspeichern *Dietrich/Ansehl*, ET 2010 (H. 4), 61, 62 f.; allg. *Rostankowski/Oschmann*, RdE 2009, 361 ff.

293 S. ansatzweise *Rostankowski/Oschmann*, RdE 2009, 361 ff.

294 *Dietrich/Ansehl*, ET 2010 (H. 4), 61, 62 f.

konfliktträchtig dies sein kann, zeigen die Debatten um die Förderung der Fotovoltaik.

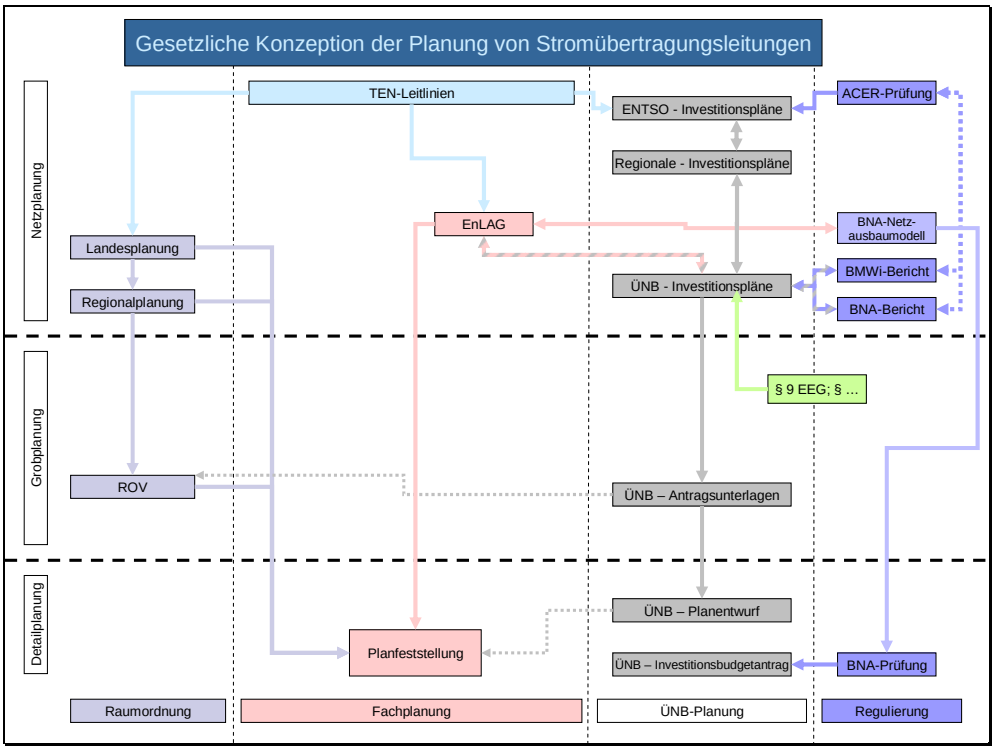
Angesichts der derzeit unsicheren technologischen und ökonomischen Entwicklung der hier untersuchten Speichertechniken scheint es vielversprechender, einerseits rechtliche Restriktionen des Speichereinsatzes zu vermeiden und andererseits eine leichter gezielt steuerbare finanzielle Förderung durch Forschungsetats für Speicherpilotanlagen vorzunehmen. Wichtige Hemmnisse, die oben aufgezeigt wurden, entfielen durch eine normative Absicherung des Einsatzes von Stromspeichern zur bestmöglichen Vermarktung von EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber über die Strombörse. Auf dieser Ebene dürften sich die erheblichen Investitionen am ehesten amortisieren und damit die Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien am ehesten überprüfen lassen. Weitere Vorgaben etwa zum regulierten Drittzugang zu Stromspeichern sollten erst erwogen werden, wenn weitere Erkenntnisse über diese Technologien und ihren wirtschaftlichen Einsatz gewonnen worden sind. Andernfalls könnten Innovateure von der Umsetzung erster Pilotprojekte abgehalten werden.

Da eine zu 100% – oder zumindest ganz überwiegend – auf EE-Strom basierende Stromversorgung nicht mehr auf das heutige EEG-Förderregime angewiesen wäre, könnte für ein derartiges Zukunftsszenario vermutlich für die weitere Entwicklung von Stromspeichertechniken ohnedies auf Marktkräfte vertraut werden. Jedenfalls hingen eventuell notwendige Förderregeln von der dann grundlegend anders gearteten regulativen Marktorganisation ab, deren genaue Gestalt heute aber noch nicht absehbar ist.

Zusammenfassung der Gesamtergebnisse

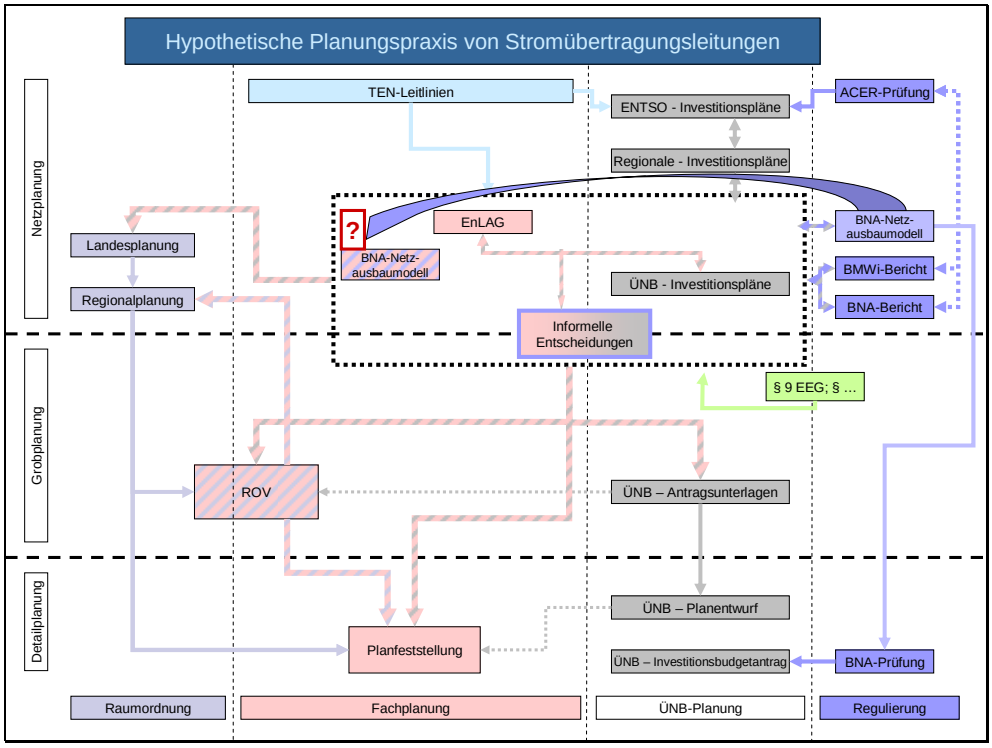
Teil 1: Ausbau des Übertragungsnetzes

1 Die aktuelle gesetzliche Ausgestaltung der Planungsstufung und Planungsverantwortlichkeiten für Stromübertragungsleitungen hat gewisse Parallelen zur oben skizzierten Lage bei Eisenbahnbetriebsanlagen. Für die liberalisierte Stromwirtschaft ist allerdings die zusätzliche Komplexität einerseits durch die Systemverantwortung einer Mehrzahl privater Übertragungsnetzbetreiber sowie andererseits aufgrund der Netzentgeltregulierung durch die Bundesnetzagentur einzukalkulieren. Überblicksartig stellt sich die Situation wie folgt dar:



2 Empirische Untersuchungen verkehrsbezogener Planungsverfahren weisen eine deutliche Überformung und Modifikation der gesetzlichen Konzeption nach. Für die Planung von Stromleitungen sind vergleichbare Überformungen anzunehmen. Kennzeichnend für die Planungspraxis sind ist die starke faktische Bindung der formalen Planungsverfahren an informelle Trassenfestlegungen bereits auf der höchsten Planungsstufe, die Dominanz der Vorhabenträger bei der Alternativenprüfung sowie der Wandel des Raumordnungsverfahrens zu einem Quasi-Fachplanungsverfahren. Das Raumordnungsverfahren wird dadurch funktionell überfordert, Raumordnung und Fachplanung funktionell entdifferenziert. Beides mindert

die Transparenz und Akzeptanz der einzelnen Verfahrensstufen. Überblicksartig gestalten sich reale Planungsverfahren vermutlich wie folgt:



3 Zentrale Steuerungsfunktion beim Infrastrukturausbau kommt dem Energieregulierungsrecht zu. Der sich stetig verschärfenden Entflechtung des Netzbetriebs kommt dabei aufgrund ambivalenter Anreizeffekte eine geringere positive Wirkung zu, als oft erwartet wird. Als wenig funktional erweisen sich punktuelle Investitionspflichten nach dem Muster von § 9 EEG. Angemessener sind systematische Investitionspflichten. Sie bedürfen jedoch einer planerischen Grundlage. Insoweit gibt es diverse Einzelansätze, die aber noch wenig aufeinander abgestimmt und prozedural oft nicht ihrer Bedeutung entsprechend ausgestaltet sind. Insbesondere fehlen normativ klar fundierte Abstimmungsverfahren zwischen Raum- und Fachplanung mit der Netzentgeltregulierung. Die für die Entgeltregulierung besonders wichtigen Investitionsbudgets bieten so die nicht hinreichend frühe und stabile Investitionsgrundlage, auch wenn die Bundesnetzagentur ihre strategische Steuerungsaufgabe zunehmend erkennt.

4 Wichtiges Anschauungsmaterial zur Entwicklung von Reformoptionen bietet rechtsvergleichend insbesondere das schweizerische Recht mit einem zweistufigen Planungsverfahren und dem Experiment eines standardisierten Beurteilungs-schemas für die Wahl zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung.

5 Die vorgelegten Reformoptionen beachten die verfassungsrechtlichen Kompetenzvorgaben und beruhen auf folgenden Prinzipien: Verfahrensstufung mit transparenter Aufgabenzuweisung ohne Doppelprüfungen; Verfahrensstufung mit entscheidungsadäquater Öffentlichkeits- und Betroffenenbeteiligung; Stärkung der europäischen und gesamtstaatlichen Belange bei der Trassenfestlegung; Verbesserte Koordination zwischen Raumordnung, Fachplanung und Netzregulierung; flexible Verfahrensoptimierung zur projektadäquaten Verfahrensgestaltung.

6 Als grundlegendes Reformszenario wird eine zweistufige Fachplanung für strategische Übertragungsnetzprojekte vorgeschlagen, in dem das Raumordnungsverfahren auf eine ergänzende Funktion für die Planung von Leitungsbauprojekten mit geringerer Bedeutung und planerischer Komplexität, die von der Bundesfachplanung nicht erfasst werden, beschränkt wird. Das zentrale neue Element wäre ein Bundesfachplan Übertragungsnetz zur hochstufigen Bedarfsfestlegung, Trassenkorridorfestlegung und Alternativendebatte. Auszugestalten wäre die Bundesfachplanung als administratives Planungsverfahren unter der Federführung von Bundesbehörden mit gubernativer Letztentscheidung durch die Bundesregierung.

7 Förderlich ist nach Schweizer Erfahrungen eine koordinierte frühzeitige Einbindung zentraler Interessenträger in einer kontinuierlich arbeitenden Koordinations- und Begleitgruppe unter Einschluss von Vertretern der Übertragungsnetzbetreiber, wichtiger Netznutzer auf Erzeuger- und Abnehmerseite sowie bundesweit agierender Verbände des Umwelt- und Naturschutzes. Wechselwirkungen gäbe es sowohl mit der vorgegebenen Investitionsplanung der Übertragungsnetzbetreiber als auch mit dem regulatorischen Netzausbaumodell als Basis für die Genehmigung von Investitionsbudgets durch die Bundesnetzagentur.

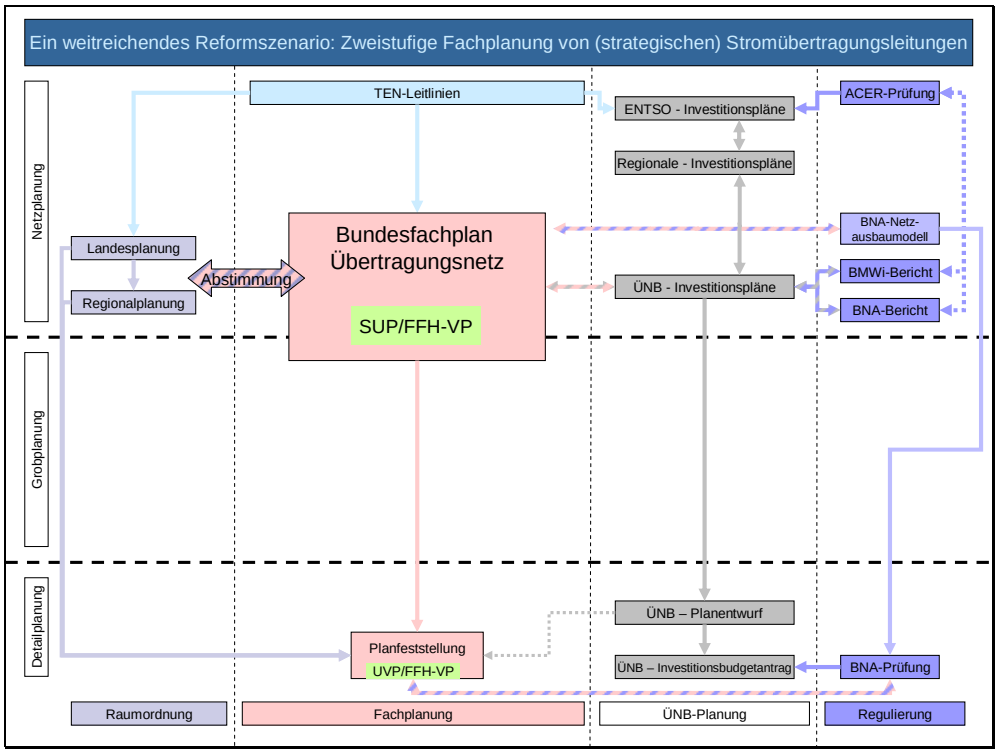
8 Da es sich nach der vorliegenden Konzeption um eine gesetzlich vorgeschriebene raumwirksame Planung durch die Exekutive handelt, ist in das Bundesfachplanungsverfahren eine Strategische Umweltprüfung ebenso wie eine FFH-Verträglichkeitsprüfung zu integrieren. Dies entspricht auch dem Charakter des Verfahrens, großräumig Korridoralternativen zu bewerten und auszuwählen, und trägt zu dessen Kapazität zur Akzeptanzgewinnung bei.

9 Hinsichtlich des sich anschließenden Planfeststellungsverfahrens ergeben sich zur geltenden Rechtslage keine fundamentalen Veränderungen. Bedenkenswert erscheint jedoch eine Erweiterung der Planfeststellungspflicht auf alle Hochspannungsleitungen unabhängig davon, ob diese als Freileitung oder Erdkabel ausgebaut werden. Dies erleichterte es übergreifende Planungsabschnitte zu definieren und in

den Ländern behördliche Kompetenzzentren zur Planfeststellung von Übertragungsleitungen einzurichten.

10 Die großräumige Variantenwahl durch die Bundesfachplanung wird auf Planfeststellungsebene und im nachfolgenden Gerichtsverfahren vermutlich nur in seltenen Einzelfällen substantiiert erschüttert werden können. Dies ist auch unter Rechtsschutzgesichtspunkten akzeptabel, weil diese Abschichtungsleistung der Bundesfachplanung im Vergleich zu den heutigen informellen Trassenfindungsprozessen mit einer prozedural erheblich verbesserten Stellung etwa von Umweltbelangen im Bundesfachplanungsverfahren im Sinne des oft geforderten (Grund-)Rechtsschutzes durch Verfahren kombiniert wird.

11 Überblicksartig würde sich damit folgende Planungsstruktur ergeben:



12 Ein politisch besonders brisantes und lokal konfliktträchtiges Thema ist die Entscheidung zwischen Freileitungsbau und Erdverkabelung. Um die regionalen bzw. lokalen Vollzugsbehörden von den hiermit verbundenen Wertungsentscheidungen zumindest partiell zu entlasten, erscheint es sinnvoll, ähnlich wie in der Schweiz das Instrument eines standardisierten Beurteilungsschemas zu erproben und im Erfolgsfall dauerhaft zu nutzen.

13 Nützlich könnte ein solches standardisiertes Beurteilungsschema oder zumindest die Entwicklung einer in möglichst vielen Bundesländern einheitlich genutzten

Checkliste auch für die vollzugsentlastende Konkretisierung der verschiedenen naturschutzrechtlichen Prüfungsmaßstäbe speziell für die Beurteilung von Projekten im Hochspannungsleitungsbau sein.

14 Seit langem werden verschiedene Ansatzpunkte zur Beschleunigung von Planfeststellungsbeschlüssen diskutiert, worauf der Gesetzgeber auch schon mit mehreren Novellierungen insbesondere im Verkehrswegeplanungsrecht, aber auch mit Änderungen im übrigen Infrastrukturplanungsrecht unter Einschluss der §§ 43 ff. EnWG reagiert hat. Danach besteht hier für weitere Reformen nur noch wenig Potential, sofern man nicht qualitäts- und zugleich akzeptanzsichernde Verfahrenselemente weiter abbauen und damit eventuell sogar Verzögerungen durch politische Proteste riskieren will.

15 Als wichtig hat sich allerdings ein geschärftes Bewusstsein der Behördenbediensteten für einen gesellschaftlichen Beschleunigungsbedarf erwiesen. Insoweit kommt der öffentlichen Diskussion über den Netzausbaubedarf große Bedeutung zu. Beschleunigend können ferner Entscheidungsfristen, behördliche und anwaltliche Projektmanager sowie entlastende Gestaltungsvorgaben für Erörterungstermine in behördlichen Leitlinien wirken. Demgegenüber ist von einem häufig geforderten generellen Verzicht auf Erörterungstermine abzuraten.

Teil 2: Errichtung untertägiger Stromspeicher

16 Anders als beim Netzausbau steht die Diskussion über die notwendigen Investitionsanreize für die Errichtung untertägiger Stromspeicher noch am Anfang. Das ordnungsrechtliche Regime im bergrechtlichen Betriebsplanverfahren für die Zulassung von Untergrundspeichern ist als grundsätzlich angemessen einzustufen. Problematisch ist hingegen die unzureichende gesetzliche Regelung des Verhältnisses zwischen Speicherbetreibern und den Eigentümern der Grundstücke, unter denen sich die Speicherstätten befinden. Gleiches gilt für die normative Bewältigung untertägiger Nutzungskonflikte.

17 Regulierungsrechtlich ist zunächst festzuhalten, dass das geltende Energieumweltrecht nur marginale ausdrückliche Bestimmungen zur Stromspeicherung enthält. Offen bleibt die grundlegende Einordnung in die seit der Liberalisierung differenzierte energiewirtschaftliche Funktionenkette. Vor allem aber regelt das geltende Recht die Vergütungsfragen bei der Speicherung von EEG-Strom unzureichend oder begrenzt den Handlungsrahmen potentiell speicherwilliger Akteure,

weshalb im gegenwärtigen Ordnungsrahmen die erforderliche Anreize zur Errichtung von Stromspeichern fehlen.

18 Für die rechtliche Ordnung der Untergrundspeicherung einerseits gegenüber den Grundstückseigentümern und andererseits im Verhältnis zu anderen Untergrundnutzungen hält das Bergrecht mit den Bergberechtigungen grundsätzlich angemessene Instrumente bereit. Sie sind gegenüber der im gescheiterten CCS-Gesetzentwurf vorgesehenen, aber allzu große Rechtsunsicherheiten mit sich bringenden Lösung einer (erst!) durch bestandskräftige Planfeststellungsbeschlüsse begründeten Duldungswirkung deutlich vorzugswürdig. Noch wichtiger ist jedoch die gesetzliche Einführung einer Untergrundraumplanung zur Vermeidung bzw. frühzeitigen Klärung von Nutzungskonflikten. Diese Untergrundraumplanung sollte zumindest bundesweit koordiniert erfolgen. Ein wichtiges ergänzendes Element ist dabei die Sicherung einer soliden informatorischen Basis durch eine Kartierung und Registrierung von potentiell geeigneten Untergrundformationen.

19 Angesichts der derzeit unsicheren technologischen und ökonomischen Entwicklung der Druckluft- bzw. Wasserstoffspeicherung ist von der Einführung eines neuen Speicherbonus oder von Speicherprämien im EEG abzuraten. Vielversprechender erscheint es einerseits rechtliche Restriktionen des Speichereinsatzes zu vermeiden und andererseits eine leichter gezielt steuerbare finanzielle Förderung durch Forschungsetats für Speicherpilotanlagen vorzunehmen. Wichtige Hemmnisse entfielen durch eine normative Absicherung des Einsatzes von Stromspeichern zur bestmöglichen Vermarktung von EEG-Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber über die Strombörse im Rahmen der neuen Ausgleichsmechanismusverordnung.

Literaturverzeichnis

Akademie für Raumforschung und Landesplanung (ARL), Empfehlungen zum Umweltgesetzbuch, Positionspapier Nr. 75, Hannover 2008 (abrufbar unter www.arl.de)

Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.), EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, 2. Aufl., München 2008

Baur, Jürgen F., Der Konflikt zwischen Eigentümer und Dritten bei der Tiefennutzung von Grundstücken, ZHR 150 (1986), 507 ff.

ders., Der Regulator, Befugnisse, Kontrollen – Einige Überlegungen zum künftigen Regulierungsrecht, ZNER 2004, 318 ff.

Boldt, Gerhard/Weller, Herbert, Bundesberggesetz. Ergänzungsband zum Kommentar, Berlin u.a. 1992

Britz, Gabriele/Hellermann, Johannes/Hermes, Georg (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz – EnWG, Kommentar, München 2008

Bullinger, Martin, Beschleunigte Genehmigungsverfahren für eilbedürftige Vorhaben – Ein Beitrag zur zeitlichen Harmonisierung von Verwaltung, Wirtschaft und Gesellschaft, Baden-Baden 1991

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Umweltgesetzbuch (UGB-KomE), Berlin 1998

Däuper, Olaf, Aller guten Dinge sind drei? Die Weiterentwicklung des energiewirtschaftlichen Regulierungsrahmens durch das dritte EG-Energiepaket, NuR 2009, 214 ff.

de Witt, Siegfried, Notwendige Reformen zum beschleunigten Ausbau des Hochspannungs- und Gasversorgungsleitungsnetzes, RdE 2006, 141 ff.

Dietrich, Lars, Nutzungskonflikte unter Tage, in: Kühne, Gunther/Ehricke, Ulrich (Hrsg.), Bergrecht zwischen Tradition und Moderne, Baden-Baden (i.E.)

Dietrich, Lars/Brück von Oertzen, Martin, Rechtliche Implikationen der Wiederverstromung von Windenergie in Druckluftspeicherkraftwerken, ET 2008 (H. 4), 85 ff.

Dietrich, Lars/Ahnsehl, Sascha, Energiespeicherung im Portfolio der Förderung erneuerbarer Energien – der Status Quo, ET 2010 (H. 3), 14 ff.

Dies., Energiespeicherung im Portfolio der Förderung erneuerbarer Energien – Förderungsoptionen und -perspektiven, ET 2010 (H. 4), 61 ff.

Dietrich, Lars/Schäperklaus, Stefan, Der Raum wird knapp: über die Steuerbarkeit von Nutzungskonflikten unter tage, Erdöl Erdgas Kohle 125 (2009 H. 1), 20 ff.

Dreier, Horst (Hrsg.), Grundgesetz, Kommentar, Bd. III, 2. Aufl., Tübingen 2008

Durner, Wolfgang, Konflikte räumlicher Planung, Tübingen 2005

ders., Das Neue Raumordnungsgesetz, NuR 2009, 373 ff.

Franke, Peter, Funktionswandel der Bergberechtigung? In: Festschrift für Gunther Kühne zum 70. Geburtstag, Frankfurt am Main 2009, S. 507 ff.

Frenz, Walter/Müggenborg, Hans-Jürgen (Hrsg.), EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, Berlin 2010

Gellermann, Martin, Europäischer Gebiets- und Artenschutz in der Rechtsprechung, NuR 2009, 8 ff.

Graf, Dennis, Die Umsetzung der Plan-UP-Richtlinie im Raumordnungsrecht des Bundes und der Länder – rechtliche Rahmenbedingungen der effektiven Integration der Umweltprüfung in das Planungsverfahren, Baden-Baden 2006

Gramlich, Ludwig, „Sonst gehen bald die Lichter aus“ – Rechtsfragen des Ausbaus von Hochspannungsnetzen im Lichte des Verfassungsrechts, LKV 2008, 530 ff.

Hartmann, Claus/Hohmeyer, Olav, Knappe CO_2-Speicherstätten für Biomasse-CCS, ET 2010 (H. 1/2), 144 ff.

Hendler, Reinhard, Raumordnungsplanung zur Erweiterung des Flughafens Frankfurt Main, LKRZ 2007, 1 ff.

Hermes, Georg, Sicherheit, Zuverlässigkeit und Ausbau der Leitungsnetze, in: Hendler, Reinhard/Marburger, Peter/Reiff, Peter (Hrsg.), Energieversorgung und Umweltschutz, 25. Trierer Kolloquium zum Umwelt- und Technikrecht vom 30. August bis 1. September 2009, Berlin 2010, S. 89 ff.

Höch, Thomas, Voraussetzungen und Reichweite einer Genehmigung nach § 23 ARegV für Übertragungsnetzbetreiber, ET 2008 (H. 10), 22 ff.

Hönig, Dietmar, Aktuelle Probleme der Fernstraßenplanung, in: Stüer, Bernhard (Hrsg.), Verfahrensbeschleunigung. Wirtschaft – Verwaltung – Rechtsschutz, Osnabrück 1997, S. 162 ff.

Hoffmann-Riem, Wolfgang/Schneider, Jens-Peter (Hrsg.), Verfahrensprivatisierung im Umweltrecht, Baden-Baden 1996

Hopp, Wolfgang, Rechts- und Vollzugsfragen des Raumordnungsverfahrens, Münster 1999

Horstmann, Karl-Peter, Anforderungen an den Bau und Betrieb von Energieversorgungsleitungen in Deutschland, Münster 2000

Jahn, Susanne, Inkrafttreten des novellierten EEG: Was ändert sich für die Netzbetreiber?, IR 2004, 199 ff.

Jarass, Lorenz/Voigt, Wilfried, Neuer EEG-Ausgleichsmechanismus kann den Ausbau der erneuerbaren Energien gefährden!, ET 2009 (H. 10), 26 ff.

Knopf/May/Müller/Gerling, Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO_2-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen, ET 2010 (H. 4), 76 ff.

Koch, Hans-Joachim/Hendler, Reinhard, Baurecht, Raumordnungs- und Landesplanungsrecht, 5. Aufl., Stuttgart u.a. 2009

Kohls, Malte/Kahle, Christian, Klimaschutz durch CO_2-Speicherung – Das neue CCS-Gesetz, RdE 2009, 197 ff.

Kremer, Eduard/Neuhaus gen. Wever, Peter U., Bergrecht, Stuattgart u.a. 2001

Kühne, Gunther, Unterirdische Grundstücksnutzungen als Gegenstand des Zivil-, Berg-, Energie- und Umweltrechts, RdE 2009, 14 ff.

Kurth, Matthias, Integration erneuerbarer Energien – Impuls für ein zukunftsfähiges Stromnetz in Deutschland, ET 2010 (H. 1/2), 38 ff.

Lambrecht, Heiner, Die Erforderlichkeit einer FFH-Verträglichkeitsprüfung für den Bundesverkehrswegeplan und die Bedarfspläne, NuR 2002, 265 ff.

Langbein, Kristin/Weißenborn, Christoph, Anmerkung zu BGH, Urteil vom 18.07.2007, RdE 2008, 23 ff.

Lautner, Gerd, Funktionen raumordnerischer Verfahren, Berlin 1999

Lecheler, Helmut, Planungsbeschleunigung bei verstärkter Öffentlichkeitsbeteiligung und Ausweitung des Rechtsschutzes?, DVBl. 2007, 713 ff.

ders., Neue Rechtsvorschriften zur – teilweisen – Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen, RdE 2010, 41 ff.

Lewin, Daniel, Gestufte Planung von Bundesverkehrswegen – Die Entscheidungen im Vorfeld der Planfeststellung, Frankfurt a.M. 2003

Lippert, Michael, Ist die Befristung von Investitionsbudgets nach § 23 ARegV rechtlich zulässig, insbesondere mit Blick auf die Höhe des Fremdkapitals?, RdE 2009, 353 ff.

Louis, Hans Walter, Das neue Bundesnaturschutzgesetz, NuR 2010, 77 ff.

Merker, Michael, Kabel oder Freileitung auf Höchstspannungsebene – rechtliche Kriterien für die Entscheidungsfindung, ET 2010 (H. 3), 60 ff.

Neveling, Stefanie, Verschärfte Regulierung der Strom- und Gasmärkte in der EU – Vorschläge der Kommission für ein 3. Richtlinienpaket, ZNER 2007, 378 ff.

Nitsche/Ockenfels/Röller/Wiethaus, Großhandelsmärkte für Strom – Marktintegration und Wettbewerb aus deutscher Perspektive, ET 2010 (H. 3), 28 ff.

Ortlieb, Energiebörse Epex Spot reagiert auf negative Strompreise, EWeRK 2009, 148

Papier, Hans-Jürgen, Möglichkeiten und Grenzen der rechtsverbindlichen Festlegung und Freihaltung von Leitungstrassen durch die Regionalplanung, Münster 1983

ders., Raumordnerischer Handlungsbedarf für die Planung des Stromleitungsbaus, RdE 1986, 194 ff.

Paulun, Auswirkungen der Vermarktung von EEG-Energiemengen über die Börse, ET 2010 (H. 5), 36 ff.

Posch-Kommission, Entwurf eines Gesetzes zur Vereinfachung von Zulassungsverfahren für Verkehrsprojekte, [abrufbar unter: http://www.dfld.de/Presse/PMitt/2005/051018b.htm] (s. auch BR-Drucks. 94/06)

Reshöft, Jan (Hrsg.), Erneuerbare-Energien-Gesetz, Handkommentar, 3. Aufl., Baden-Baden 2009

Reshöft, Jan/Sellmann, Christian, Die EEG-Novelle – Neue Wege auf bewährten Pfaden (Teil 1), ET 2009 (H. 1/2), 139 ff.

Rieger, Franz, Der Bau von Hochspannungsfreileitungen im Planungsrecht, München 1993

Rostankowski, Anke/Oschmann, Volker, Fit für die Zukunft? – Zur Neuordnung des EEG-Ausgleichsmechnismus und weiteren Reformansätzen, RdE 2009, 361 ff.

Sachs, Michael (Hrsg.), Grundgesetz, Kommentar, 5. Aufl., München 2009

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Umweltgutachten 1994 – Für eine dauerhaft-umweltgerechte Entwicklung, Bonn 1994

ders., Sondergutachten „Umwelt und Straßenverkehr: Hohe Mobilität – Umweltverträglicher Verkehr“, Baden-Baden 2005

ders., Umweltgutachten 2002 – Für eine neue Vorreiterrolle, Stuttgart 2002

ders., Sondergutachten „Umweltverwaltungen unter Reformdruck: Herausforderungen, Strategien, Perspektiven“, Berlin 2007

Säcker, Franz Jürgen, Der beschleunigte Ausbau der Höchstspannungsnetze als Rechtsproblem, Frankfurt a.M. 2009

ders., Netzausbau- und Kooperationsverpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber nach Inkrafttreten des EnLAG und der Dritten StromRL 2009/72 EG vom 13.7.2009, RdE 2009, 305 ff.

Salje, Peter, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG), 5. Aufl., Köln 2009

Salzwedel, Jürgen, Umweltverträglichkeitsuntersuchungen bei Verkehrsplanungen, Bonn/Bad Godesberg 1981

Sauer, Gustav W./Schneller, Christian (Hrsg.), Beschleunigung von Planungsverfahren für Freileitungen, Fachtagung am 2. Juni 2005 in Hamburg, Baden-Baden 2006

Scheidler, Alfred, Beschleunigung des Baus von Hochspannungsleitungen, Erdkabeln und Gasversorgungsleitungen durch § 44b EnWG, GewArch 2010, 97 ff.

Schiller, Gernot, Praxisprobleme bei der Planfeststellung von Energiefreileitungen, UPR 2009, 245 ff.

Schneider, Jens-Peter, Kooperative Verwaltungsverfahren – Problemebenen der Kooperation in multilateralen Interessenstrukturen, aufgezeigt am Beispiel von Nachvollziehender Amtsermittlung, Vorhaben- und Erschließungsplan sowie Konfliktmittlung, in: Verwaltungsarchiv 87 (1996), S. 38 ff.

ders., EG-Vergaberecht zwischen Ökonomisierung und umweltpolitischer Instrumentalisierung, DVBl. 2003, 1186 ff.

ders., § 28 Strukturen und Typen von Verwaltungsverfahren, in: Hoffmann-Riem, Wolfgang/Schmidt-Aßmann, Eberhard/Vosskuhle, Andreas (Hrsg.), Grundlagen des Verwaltungsrechts, Band II (GVR II), München 2008, S. 523 ff.

ders., Effizienzsichernde Zumutbarkeitsanforderungen an die Netzanbindung von Offshore-Anlagen gem. § 17 IIa EnWG, Teil 2, IR 2009, 2 ff.

ders., Aktuelle Rechtsprobleme von Offshore-Windenergieanlagen und ihrer Netzanbindung, in: Wolfgang Löwer (Hrsg.), Neuere europäische Vorgaben für den

Energiebinnenmarkt – Tagungsband des 5. Bonner Gesprächs zum Energierecht, v&r unipress/Bonn University Press, i.E.

ders./Theobald, Christian (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, Praxishandbuch, 3. Aufl. (i.E.)

Schneller, Christian, Beschleunigter Ausbau des Stromtransportnetzes – Chancen und Defizite des „Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes“, DVBl. 2007, 529 ff.

Scholtka, Boris/Baumbach, Antje, Die Entwicklung des Energierechts in den Jahren 2008 und 2009, NJW 2010, 1118 ff.

Schröder, Meinrad, Das neue Infrastrukturbeschleunigungsgesetz – auf dem Weg zu zügigerer Realisierung von Vorhaben?, NuR 2007, 380 ff.

Schumacher, Pascal, Innovationsregulierung im Recht der netzgebundenen Elektrizitätswirtschaft, Baden-Baden 2009

Spieth, Wolf Friedrich/Appel, Markus, Genehmigungsprojekte unter dem Damoklesschwert der FFH-Abweichungsprüfung, NuR 2009, 669 ff.

Steinberg, Rudolf, Landesplanerische Standortplanung und Planfeststellung – unter besonderer Berücksichtigung der Planung von Verkehrsflughäfen, DVBl. 2010, 137 ff.

ders./Berg, Thomas/Wickel, Martin, Fachplanung, 3. Aufl., Baden-Baden 2000

Stüer, Bernhard, Strategische Umweltprüfung in der Verkehrswegeplanung, Landes- und Regionalplanung, UPR 2003, 97 ff.

Verwiebe, Ralf, Umweltprüfungen auf Plan- und Programmebene – Rechtliche Grundlagen der Strategischen Umweltprüfung und der FFH-Verträglichkeitsprüfung in der Fachplanung, Baden-Baden 2008

Viehmann/Sämisch, Windenergieintegration bei negativen Strompreisen, ET 2009 (H. 11), 49 ff.

Wahl, Rainer, in: Franßen, Everhardt/Redeker, Konrad/Schlichter, Otto/Wilke, Dieter (Hrsg.), Bürger – Richter – Staat, Festschrift für Horst Sendler, München 1991, S. 199 ff.

Weyer, Hartmut, Der Rechtsrahmen für den Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland, ZNER 2009, 211 ff.

Wissner, Matthias/Growitsch, Christian, Dezentrale Erzeugung, Netznutzung und Entgelte, ET 2010 (H. 5), 32 ff.

Ziekow, Jan, Praxis des Fachplanungsrechts, Düsseldorf 2004

ders./Oertel, Martin-Peter/Windoffer, Alexander, Dauer von Zulassungsverfahren. Eine empirische Untersuchung zu Implementation und Wirkungsgrad von Regelungen zur Verfahrensbeschleunigung, Köln 2005

Verzeichnis ausländischer Dokumente

Schweiz

Sachplan Übertragungsleitungen – 12.04.2001
(http://www.bfe.admin.ch/themen/00544/00624/index.html?lang=de&dossier_id=00795)

Sachplan Übertragungsleitungen – 12.04.2001 Anpassung 2008
(http://www.bfe.admin.ch/themen/00544/00624/index.html?lang=de&dossier_id=02171)

Schlussbericht der AG Leitungen und Versorgungssicherheit vom 28.2.2007
(http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00617/index.html?lang=de&dossier_id=01192)

Abschlussbericht der Untergruppe Kabel der AG Leitungen und Versorgungssicherheit , Bericht zum Prüfungs- und Beurteilungsschema „Kabel – Freileitung“ auf 220/380 kV-Ebene (ohne punktierte Kosten)
(http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/04482/index.html?lang=de&dossier_id=03742)

BFE-Presseerklärung vom 6.3.2009 „Bundesrat legt strategisches Stromübertragungsnetz fest“
(http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=25678)

Rechtsnorm- und Abkürzungsverzeichnis

Schweizer Gesetze und Verordnungen

(abrufbar mit der SR-Nummer unter http://www.admin.ch/ch/d/sr/sr.html)

EleG-CH = Elektrizitätsgesetz (SR 734.0)
VPeA-CH = Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen (SR 734.25)
RPG-CH = Raumplanungsgesetz (SR 700)
RPV-CH = Raumplanungsverordnung (SR 700.1)

Europäische Rechtsnormen

EltRL 2009 = RICHTLINIE 2009/72/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABlEU 2009 L 211/55 ff.

StromhandelZVO 2003 = VERORDNUNG (EG) Nr. 1228/2003 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, ABlEU 2003 L 176/1 ff.

StromhandelZVO 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, ABlEU 2009 L 211/15 ff.

Versorgungssicherheitsrichtlinie = RICHTLINIE 2005/89/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 18. Januar 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen, ABlEU 2005 L 33/22 ff.

Sachverständigenrat für Umweltfragen
Luisenstraße 46, 10117 Berlin
Telefon 030/26 36 96-0; Fax: 030/26 36 96-109
Internet: www.umweltrat.de
E-Mail: info@umweltrat.de