



**FORUM**  
**NETZINTEGRATION**  
Erneuerbare Energien

Plan N 2010 – Handlungsempfehlungen an die Politik




PLAN

**BILANZ**  
APRIL 2012

## **Plan N 2010**

Handlungsempfehlungen an die Politik  
zur künftigen Integration Erneuerbarer  
Energien in die Stromnetze

**Eine Bilanz im April 2012**

|  |    |
|--|----|
| <b>Vorwort</b>   | 3  |
| <b>Überblick</b>   | 4  |
|  Fortschritte                   | 5  |
|  Es bewegt sich was             | 7  |
|  Konfliktfelder und Brennpunkte | 10 |
| <b>Bilanz</b>  |    |
| Die Umsetzung der Plan-N-Handlungsempfehlungen im Einzelnen  | 15 |
| <b>Impressum</b>   | 53 |

Sehr geehrte Damen und Herren, liebe Leserinnen und Leser,

viele von Ihnen kennen Plan N, die Politikempfehlungen zum Um- und Ausbau der Stromnetze. Das „Forum Netzintegration Erneuerbare Energien“ der Deutschen Umwelthilfe e.V. (DUH) hat diese politischen Handlungsempfehlungen in einem intensiven, zweijährigen Diskussionsprozess mit den unterschiedlichsten Interessenvertretern und Betroffenen des Stromnetzbaus erarbeitet, im Jahr 2010 veröffentlicht und damit Politik und Gesellschaft wichtige Impulse zur Gestaltung des anstehenden Infrastrukturausbaus gegeben.

Gut anderthalb Jahre nach der Veröffentlichung von Plan N ziehen wir erstmals Bilanz. Wir blicken zurück und bewerten die 2010 vorgeschlagenen Maßnahmen: Welche Empfehlungen wurden umgesetzt, wo sehen wir Bewegung bei den beteiligten Akteuren, welche Konfliktpunkte gilt es entschlossen anzugehen?

Anders als das Politikpapier Plan N, um dessen Formulierungen und Kernforderungen circa 70 Unterzeichner sehr detailliert verhandelt haben, wird die vorliegende Bilanz zum Stand der Umsetzung der Handlungsempfehlungen von Plan N durch das Projektteam der Deutschen Umwelthilfe e.V. verantwortet. Auch wenn sicher nicht alle Forum-Mitglieder und Gesprächspartner jede einzelne Bewertung und Formulierung mittragen, haben im Vorfeld dieser Bilanz zahlreiche konstruktive Diskussionen zu den dargestellten Themen stattgefunden. Eine Fortsetzung dieses Diskussionsprozesses wird von vielen Forum-Mitgliedern ausdrücklich gewünscht. So sind beispielsweise die Themen Wohnumfeldschutz, Vogelschutz und eine frühzeitige Bürgerbeteiligung bei der Planung und Ausführung neuer Höchstspannungsfreileitungen längst nicht ausdiskutiert. Wir arbeiten auch weiterhin daran, bei den strittigen Fragen zu neuen, konstruktiven Lösungen zu kommen.

Wir danken allen Beteiligten und möchten Plan N gemeinsam mit ihnen weiterentwickeln.



Dr. Peter Ahmels  
Leiter Erneuerbare Energien



## Überblick

Seit der Veröffentlichung von „**Plan N - Handlungsempfehlungen an die Politik zur künftigen Integration Erneuerbarer Energien in die Stromnetze**“ im Jahr 2010 hat sich die energiepolitische Landschaft in Deutschland drastisch verändert. Die atomare Katastrophe von Fukushima bewirkte ein Umdenken und eine neue Risikobewertung bezüglich der Kernenergie bei den Regierungsparteien. Das Ergebnis war ein gesetzlich beschlossener beschleunigter Atomausstieg in Deutschland und die Überarbeitung der gesamten Energiegesetzgebung im Sommer 2011.

Der Prozess der Transformation hin zum regenerativen Energiesystem hat dadurch an Dynamik gewonnen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) legt in der seit 1.1.2012 gültigen Fassung das Ziel fest, bis 2020 mindestens 35 Prozent der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen zu gewinnen. Durch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien – dezentral und zentral, offshore und onshore – wird der Aus- und Umbau der Stromnetze (Übertragungs- und Verteilnetze) dringender; gleichzeitig ist er verstärkt in die öffentliche Wahrnehmung gerückt. Binnen kürzester Zeit änderte die Bundesregierung im Sommer 2011 die Rechtsgrundlagen und goss dabei bereits einige zentrale Forderungen des Plan N in Gesetzesform. Gleichzeitig hat sie mit dem politischen Bekenntnis zu einem schnelleren Umstieg auf Erneuerbare Energien die Basis für eine breitere Akzeptanz des anstehenden Infrastrukturausbaus gelegt.

Viele der in Plan N geforderten Maßnahmen harren allerdings weiterhin der Umsetzung. Die vorliegende Kurzübersicht zeigt, welche zentralen Forderungen aus Plan N im vergangenen Jahr 2011 bereits umgesetzt wurden (grün), welche sich in Umsetzung oder noch in der politischen Abstimmung befinden (gelb) und wo die noch offenen zentralen Konfliktfelder liegen (rot). Dies sind aus Sicht der DUH die Brennpunkte, die es dringend anzugehen gilt, um die Umsetzung der Energiewende nicht zu gefährden.

Eine Übersicht über das komplette Maßnahmenpaket bewertet anschließend den Umsetzungsstand aller 81 Handlungsempfehlungen von Plan N.

## Fortschritte

Grün: Handlungsempfehlungen, die umgesetzt wurden



**Frühere Bürgerinformation bei der Planung zentraler Trassen:** Der größte Fortschritt wurde hinsichtlich der Forderungen nach frühzeitiger Bürgerinformation und -beteiligung und mehr Transparenz der Planung erzielt. Das neue Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) ermöglichen neue, frühzeitige Formen der Bürgerinformation und – im optimalen Fall – der Bürgerbeteiligung bei der bundesländerübergreifenden Trassenplanung prioritärer Stromtrassen durch die Bundesnetzagentur. Damit wurden Formen der Akzeptanzsicherung umgesetzt, die sich bereits bei anderen konfliktreichen Infrastrukturplanungen bewährt haben. Aber: Die neuen Regelungen gelten weder für die in Planung befindlichen Stromtrassen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) noch für alle anderen nicht priorisierten Höchstspannungstrassen, die teilweise durchaus konfliktträchtig sind.

Ein weiteres Problem sind lange Bearbeitungszeiträume durch Personalmangel in den Planungsbehörden.

- Die Neuregelungen nach NABEG und EnWG müssen sich noch in der Praxis bewähren.
- Auch in den EnLAG-Verfahren sind die neuen EnWG-/NABEG-Regelungen zu mehr Transparenz und Beteiligung anzuwenden.
- Grundsätzlich gilt: Die Bürger sind in den Entscheidungsprozess zur Trassenplanung einzubeziehen. Informelle Verfahren mit neuen Formaten der Bürgerbeteiligung sind zu erproben und umzusetzen, z.B. durch die Trennung der Moderation eines informellen Bürgerdialogs von der Entscheidung durch die Behörde im formalen Verfahren, durch leicht zugängliche Veröffentlichung des Diskussionsprozesses und der Planunterlagen.

**Höhere Transparenz der Planungsdaten:** Die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes vom Sommer 2011 gewährt auf Antrag die Überprüfung der Daten, die der Planung des Übertragungsnetzes zugrunde liegen, durch fachkundige Dritte (§ 12f Abs. 2 EnWG). Damit wurde eine zentrale Handlungsempfehlung von Plan N weitgehend umgesetzt.

**Öffentliche Konsultation des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan:** § 12 a Abs. 2 EnWG verpflichtet in der seit August 2011 gültigen Fassung die Bundesnetzagentur als zuständige Regulierungsbehörde zu einer öffentlichen Konsultation des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan (NEP). Diesen müssen die Übertragungsnetzbetreiber erarbeiten. An dem Konsultationsprozess haben im August 2011 ca. 70 Institute, Unternehmen, Verbände und Einzelpersonen teilgenommen und ihre Stellungnahmen eingereicht. Dies ist als Beginn einer fachwissenschaftlichen Debatte um die energiewirtschaftlichen Berechnungsgrundlagen für die zukünftige Netzplanung zu sehen, die bei einem Workshop der Bundesnetzagentur am 6. Oktober 2011 vertieft wurde. Die Bundesnetzagentur hat wesentliche Anregungen aus der öffentlichen Konsultation in den genehmigten Szenariorahmen vom 20.12.2011 aufgenommen.

**Intelligente Netze, Speicher und Förderung alternativer Infrastruktur:** Ein Fortschritt wurde insbesondere bei der Forschungsförderung erzielt:

Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung von August 2011 mit den Schwerpunkten Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Umstellung auf ein regeneratives Energiesystem ermöglicht die elementare Forschung für zentrale und dezentrale Speichertechnologien und Netze. Das Finanzvolumen, großteils aus dem „Energie- und Klimafonds“ gespeist, liegt bei 3,5 Mrd. Euro bis 2014.<sup>1</sup> Durch sinkende Einnahmen aus dem CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel ist allerdings eine Kürzung der Mittel zu befürchten.

## Es bewegt sich was

Gelb: teilweise umgesetzt / in Umsetzung / neue Maßnahmen



**Neue Erdkabel-Regelung 110 kV:** Plan N empfiehlt eine Anpassung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für eine grundsätzliche Realisierung neuer 110-kV-Leitungen als Erdkabel. Dieser Empfehlung kommt eine Änderung des Energiegesetzespakets nur im Ansatz nach. § 43 h EnWG in Verbindung mit dem geänderten § 23 ARegV schreibt seit August 2011 die Verlegung neuer Hochspannungsleitungen bis zu einem Mehrkostenfaktor von 2,75 gegenüber einer Freileitung als Regelfall vor. Allerdings ist die Neuregelung noch nicht geeignet, die Intention des Gesetzgebers zur Erdverlegung neuer Hochspannungsleitungen im Regelfall zu erfüllen. Denn der grundsätzlichen Ausführung als Erdkabel stehen drei einschränkende Bedingungen entgegen, die in der Praxis zu erheblichen Rechts- und Planungsunsicherheiten führen: Erstens können die Leitungen weiterhin als Freileitung errichtet werden, wenn „öffentliche Interessen nicht entgegenstehen“ (§ 43h EnWG), zweitens ist die Ermittlungsgrundlage für den Mehrkostenfaktor 2,75 nicht definiert und drittens soll die Prüfung eventuell der Erdverkabelung entgegenstehender naturschutzfachlicher Gesichtspunkte vor dem Verfahren stattfinden, die Zuständigkeit hierfür ist nicht geklärt. Alle drei Bedingungen sind problematisch.<sup>2</sup>

Um die Erdverkabelung zum Regelfall zu machen und eine Verfahrensbeschleunigung zu erreichen, sind die drei einschränkenden Faktoren zu streichen. Bis zur gesetzlichen Neuregelung sind klare Vorgaben zum Umgang mit den einschränkenden Faktoren durch Kabinettsbeschluss oder durch die Regulierungsbehörden zu definieren.

2) § 43h EnWG stellt es dem Vorhabenträger weiterhin frei, eine Freileitung zu beantragen und verlangt von der Genehmigungsbehörde, darüber zu urteilen, ob öffentliche Interessen der Freileitung entgegenstehen. Offen ist, wie sie öffentliche Interessen bestimmen soll. Ebenfalls nicht definiert ist die Ermittlungsgrundlage für den Mehrkostenfaktor 2,75. Sind hier die Erdungsprobleme, die bei einer Umstellung auf Erdverkabelung in größerem Umfang zu lösen sind, mit einzurechnen? Wenn ja, auf wie viele Leitungen sind diese umzulegen? Und schließlich wurde die Prüfung der naturschutzfachlichen Belange, die bisher innerhalb der Genehmigungsverfahren (Raumordnungsverfahren, Planfeststellungsverfahren) stattfand, nun den Verfahren vorangesetzt. Damit bekommen sie gegenüber anderen Schutzgütern und Belangen einen ausschließenden Stellenwert. Offen ist, wann die drei einschränkenden Bedingungen von wem geprüft werden. Die Genehmigungsverfahren werden durch die neue Rechtslage nicht beschleunigt, sondern verlangsamt.

1) [http://www.erneuerbare-energien.de/pressemitteilungen/aktuelle\\_pressemitteilungen/pm/47652.php](http://www.erneuerbare-energien.de/pressemitteilungen/aktuelle_pressemitteilungen/pm/47652.php)

**Aufbau der Windenergie in Süddeutschland:** Eine wesentliche Forderung von Plan N ist die bessere regionale Verteilung der regenerativen Stromerzeugung und der Aufbau von Windenergiekapazitäten in der Nähe der großen Energieverbrauchsregionen in Baden-Württemberg, Bayern und Hessen. Im Zusammenhang mit dem beschleunigten Kernenergieausstieg haben viele Bundesländer weiterreichende Windausbauziele bzw. Prognosen vorgenommen,<sup>3</sup> die sehr ambitioniert erscheinen. Sie sind im Genehmigungsbescheid zum Szenariorahmen der Bundesnetzagentur (BNetzA) dargestellt:

|               | Installierte Windleistung 2011 | Prognose 2022 |
|---------------|--------------------------------|---------------|
| <b>Ba-Wü</b>  | 486 MW                         | 4.000 MW      |
| <b>Bayern</b> | 683 MW                         | 4.300 MW      |
| <b>Hessen</b> | 687 MW                         | 3.300 MW      |

Quellen: Daten DEWI 2011, Prognose 2022 nach Genehmigung der BNetzA zum Szenariorahmen, 20.12.2011: Szenario C, Daten auf S. 65

Die Auswirkungen des verstärkten Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Süddeutschland auf den Netzausbau sind in den Bundesländern durch Potenzialstudien zu hinterlegen und sollten bei der Netzentwicklungsplanung im Rahmen von Sensitivitätsanalysen berücksichtigt werden.

**Verteilnetzstudien  $\leq 110$  kV:** Mittlerweile liegen weitere Studien zum Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen vor oder sind in Arbeit.<sup>4</sup> Die Ermittlung des länderspezifischen Netzausbaubedarfs ist für alle Bundesländer sinnvoll und wird weiterhin von uns gefordert.

3) Diese Ziele gehen zum Teil von der Nutzung von einem pauschalen Prozentsatz der Landesfläche aus oder spiegeln einen festgelegten regenerativen Stromanteil am Gesamtstrombedarf wider. Das Umweltbundesamt erarbeitet diesbezüglich eine Potenzialstudie, die die potenziell nutzbaren Landesflächen für Windenergie aufzeigt. Sie wird voraussichtlich im Herbst 2012 veröffentlicht.

4) BET/E-Bridge/IAEW (2011): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020; im Auftrag des BDEW, BTU Cottbus (2011): Fortführung der Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Brandenburg, im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Brandenburg; dena-Verteilnetz-Studie: Deutsche Energie-Agentur GmbH (in Arbeit, Fertigstellung bis 12/2012 geplant): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030

**Info-Offensive / Netzdialog zum Netzausbau:** Im Rahmen der Plattform Zukunftsfähige Energienetze beim Bundeswirtschaftsministerium wurde von der Deutschen Energie-Agentur in Zusammenarbeit mit der Deutschen Umwelthilfe ein Konzept für eine „Info- und Dialogoffensive“ entwickelt. Beide Partner konnten sich allerdings nicht auf einen gemeinsamen Organisationsrahmen einigen. Die Info-Offensive / Netz-Dialog wird voraussichtlich zeitnah ausgeschrieben.

**Speicher:** Die Forderung nach Netzentgeltbefreiung für Pumpspeicherstrom wurde teilweise, nämlich für neue Pumpspeicherkraftwerke, umgesetzt. Von dieser Regelung sind die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke nicht erfasst.

**Natur- und Landschaftsschutz:** Die Entwicklung länder einheitlicher naturschutzfachlicher Bewertungskriterien für den Einsatz geeigneter Übertragungstechnologien (Freileitung / Erdkabel) wird derzeit von der Länderarbeitsgemeinschaft Naturschutz der Umweltministerkonferenz erarbeitet und soll bis Juni 2012 abgeschlossen sein.

**Vogelschutz:** Seit 1. August 2011 gilt die neue VDE-Anwendungsregel VDE-ARN 4210-11 „Vogelschutz an Mittelspannungsfreileitungen“ zum verbesserten Vogelschutz an Mittelspannungsfreileitungen. Die Umsetzung der Regelungen bis Ende 2012 ist zu forcieren und eine Vollzugskontrolle mit Sanktionsmöglichkeiten durch die Länder einzuführen.

**Smart Grids / Smart Markets:** In einem Eckpunktepapier von Dezember 2011 schlägt die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Unterscheidung in Smart Grids und Smart Markets vor. Unter das Regulierungsregime sollen danach lediglich solche Investitionen fallen, die dem Aufbau von Netzkapazitäten (kW) dienen. Investitionen zur Steuerung von Energiemengen (kWh) sollen dem Smart Market überlassen werden und nicht der Regulierung unterworfen sein. Diese Unterscheidung ist sinnvoll, muss aber an den Schnittstellen noch genauer definiert und in Handlungsempfehlungen übersetzt werden. Der Netzbetreiber muss auch bei einer Trennung in die beiden Bereiche in der Lage sein, sein Netz effizient und sicher zu betreiben und bei Bedarf Flexibilitäten am bisherigen oder neuen Markt zu handeln bzw. mit Dritten interagieren können. Einige Forderungen aus Plan N 2010 (Kapitel 4.1 / 4.2) bedürfen demnach der Überprüfung.

Anreize für Forschung und Entwicklung sind für Verteilnetzbetreiber im Netzbereich zu verbessern, und Investitionen sind ohne Zeitverzug in der Anreizregulierungsverordnung anzuerkennen. Die BNetzA schlägt vor, statt sehr

komplexer, variabler Netzentgelte (die Preise schwanken abhängig von der Netzauslastung) gesonderte Netzentgelte (reduzierter fixer Netztarif, der nicht schwankt) einzuführen.

Dies halten wir für sinnvoll, und der Vorschlag sollte weiter geprüft werden. Mittelfristig ist ein neues Netzentgeltsystem zu entwickeln, das zu- und abschaltbare Lasten fördert. Im Rahmen der Diskussion über eine gerechtere Kostenverteilung sollte auch über eine umfassendere Neuregelung der Netzentgelte nachgedacht werden.

**Smart Meter:** Erfahrungen aus dem Ausland zeigen, dass ein flächendeckender Smart-Meter-Rollout volks- und energiewirtschaftlich oft wenig effizient ist. In Deutschland könnten beispielsweise über nur zwei Millionen Zählpunkte zwei Drittel der Energiemenge gesteuert werden, für das letzte Drittel müssten über 43 Millionen Zählpunkte gesteuert werden (flächendeckend im Haushaltsbereich). Dennoch zeigen erste Erfahrungen aus den E-Energy-Modellregionen, dass gerade im Haushaltsbereich durch eine reine Visualisierung der Verbräuche bis zu zehn Prozent Energieeinsparungen erzielt werden können. Statt eines flächendeckenden Rollouts ist deshalb eine stufenweise Einführung von Smart Metern denkbar. Sie sollte auf Grundlage einer zielgruppenorientierten Wirtschaftlichkeitsanalyse stattfinden.

## Konfliktfelder und Brennpunkte

Rot: nicht umgesetzt / Konflikte



**Wohnumfeldschutz:** Bei der Planung neuer Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen treten insbesondere dann Konflikte auf, wenn Freileitungen in direkter Nähe von Wohnbebauung geplant werden. Leider sind gerade die Vorschläge von Plan N, die sich auf besseren Wohnumfeldschutz beziehen, bislang noch nicht in Angriff genommen worden. In diesem Konfliktfeld besteht aus unserer Sicht weiterhin der dringendste Handlungsbedarf.

Plan N schlug Maßnahmen auf zwei Ebenen vor:

- **Abstandsregelungen:** Zum einen sollte über Abstandsregelungen, aus Sicht mancher Verfahrensbeteiligter nur in Verbindung mit finanzieller Kompen-

sation, ein besserer Schutz des Wohnumfelds gewährleistet werden. Dies wurde bislang nicht umgesetzt. Das NABEG sieht keine Abstandsregelungen vor.<sup>5</sup> Um den Wohnumfeldschutz besser als bisher zu gewährleisten, sind feste Abstandsregelungen zu Siedlungen für Neubau und Ersatzneubau in bestehender Trasse festzulegen. Da feste Abstandsregelungen bei der Planung zum Zick-Zack-Kurs und damit zu längeren Trassen führen können, sind nach Prüfung aller anderen Möglichkeiten einheitliche, eindeutige Ausnahmeregelungen mit Kompensation für Betroffene zu ermöglichen.

- **Vorsorge EM-Felder:** Zum anderen schlug Plan N vor, den Schutz der Anwohner durch Einführung strengerer Vorsorgewerte zum Schutz vor Gesundheitsrisiken durch elektromagnetische Felder von Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen zu verbessern. Derzeit wird die 26. Bundesimmissionsschutzverordnung (26. BImSchV), die Grenzwerte für elektrische und magnetische Felder vorschreibt, novelliert, die Neufassung soll Ende 2012 vorliegen. Die Einführung eines weit reichenden Vorsorgewerts, der regionale Konflikte um neue Freileitungen lösen könnte (<1 µT für die magnetische Flussdichte), ist nicht geplant. Auch sehr strenge Vorsorgewerte bei Novellierung der 26. BImSchV bezüglich EM-Feldern wären nicht geeignet, die Konflikte um den Stromnetzausbau zu lösen, da die wissenschaftliche Begründung neuer Vorsorgemaßnahmen problematisch ist. Um die regionalen Konflikte um Neubau und Ersatzneubau von Höchstspannungsfreileitungen schneller zu entschärfen, ist daher der Weg zum besseren Wohnumfeldschutz über Abstandsregelungen in Verbindung mit finanzieller Kompensation für Anwohner in Ausnahmefällen zu wählen.

5) Abstandsregelungen kennt nach aktueller Gesetzeslage nur das Energieleitungsausbaugesetz für die Pilotprojekte zur Teilerdverkabelung auf der Höchstspannungsebene sowie das Niedersächsische Landesraumordnungsprogramm (400 m innerorts, 200 m im Außenbereich). Zur finanziellen Kompensation wurde eine Neuregelung geschaffen: Betroffene Kommunen können auf Grundlage der 2011 geänderten Stromnetzentgeltverordnung (§ 5 Abs. 4 StromNEV, Art. 4 Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze) finanzielle Kompensationsleistungen erhalten. Anwohner sind in dieser Regelung nicht berücksichtigt.

**Umsetzung der EnLAG-Pilotprojekte zur Teilerverkabelung (380 kV):** Keines der vier Teilkabel-Pilotprojekte nach Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) ist bislang in Bau.<sup>6</sup> Insofern konnten technisch noch keine Erfahrungen bei der baulichen Umsetzung gesammelt werden und ein naturschutzfachliches Monitoring der Umweltwirkungen steht aus. Es liegen aber inzwischen zwei neue Studien vor, die sich mit der Beschleunigungswirkung von Teilkabelabschnitten sowie den technischen, juristischen und ökologischen Aspekten von 380-kV-Übertragungstechnologien befassen.<sup>7</sup>

6) **Verfahrensstand (Stand April 2012 – ohne Gewähr);** Informationen zum aktuellen Verfahrensstand der EnLAG-Teilkabel-Pilotprojekte auf den Websites der Übertragungsnetzbetreiber: 50 Hertz GmbH: <http://www.50hertz.com/de/netzausbau.htm>; TenneT TSO GmbH: [http://www.tennetso.de/pages/tennetso-netzausbau\\_de/index.htm](http://www.tennetso.de/pages/tennetso-netzausbau_de/index.htm); Amprion GmbH: <http://www.amprion.net/netzausbau/leitungsbauprojekte>);

**1. Südwestkuppelleitung (Thüringen/Bayern):** Der erste Abschnitt von Lauchstädt nach Vieselbach ist in Betrieb, der zweite Abschnitt von Vieselbach nach Altenfeld wurde Anfang 2012 planfestgestellt. Für den dritten Abschnitt von Altenfeld nach Redwitz liegt der Raumordnungsbeschluss vor: Maßgabe 2 schließt ein Erdkabel durch den Rennsteig aus, aber nach Maßgabe 28 muss der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission südlich des Rennsteigs in einigen Abschnitten Verkabelung prüfen.

**2. Ganderkesee-St. Hülfe (Niedersachsen/NRW):** Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT hat am 28.7.2011 eine Klage auf Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens beim Bundesverwaltungsgericht in Leipzig eingereicht. Hintergrund sind unterschiedliche Auffassungen zwischen Landesregierung und TenneT über die Anzahl der zu planenden Teilkabelabschnitte auf der Strecke.

**3. Diele-Wesel (Niedersachsen/Nordrhein-Westfalen):** Für die Teilstrecke Raesfeld in Nordrhein-Westfalen hat der Übertragungsnetzbetreiber Amprion am 14.9.2011 die Unterlagen für das Planfeststellungsverfahren mit Teilkabelabschnitt bei der Bezirksregierung Münster eingereicht. Die Antragsunterlagen wurden im Februar 2012 öffentlich ausgelegt sowie im Internet veröffentlicht.

**4. Wahle-Mecklar (Niedersachsen/Hessen):** Das Raumordnungsverfahren wurde mit Festlegung auf den Trassenkorridor der Planungsvariante 2A mit einem ca. 7 km langen Teilkabelabschnitt im Raum Göttingen Ende 2011 beendet. Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT erstellt die PFV-Unterlagen.

7) BET/IZES/PowerEngs (2011): Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien; EFZN (2012): Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen

**Kostenverteilung für den Netzausbau:** Die Frage der Kostenverteilung für den Infrastrukturausbau ist zentral für die Transformation hin zum regenerativen Energiesystem. Um die Energiewende als gesamtgesellschaftliches Projekt nicht zu gefährden und breite Akzeptanz für den Umbau zu erreichen, sollten auch die Kosten nicht einseitig verteilt werden. In diese Richtung gehen allerdings einige aktuelle Neuregelungen: So ist insbesondere die Neuregelung zur Netzentgeltbefreiung für Großverbraucher ohne Bedarfsprüfung nach § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) problematisch und sollte abgeschafft werden, da sie eine indirekte Subventionierung der Großkunden gegenüber Haushaltskunden und kleineren und mittleren Unternehmen darstellt.

**Entschädigungsregelungen:** Plan N empfiehlt die Neufassung der Entschädigungsregelungen für Grundstückseigentümer, um die Wertminderung von Grundstücken und landwirtschaftlichen Flächen durch Hoch- und Höchstspannungsleitungen adäquater zu entschädigen. Dies steht noch aus.

**Vogelschutz:** Auf der Hoch- und Höchstspannungsebene werden Vogelschutzmarkierungen nicht flächendeckend eingesetzt. Die Entwicklung und Einführung verpflichtender Markierung von Erdseilen ist allerdings erforderlich.

**Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein:** Ein neuer Konfliktlösungsansatz wird derzeit in Schleswig-Holstein im Rahmen der Netzentwicklungsinitiative erprobt. In einer Beschleunigungsvereinbarung zwischen der Landesregierung Schleswig-Holstein, Netzbetreibern, Kreisen und weiteren Partnern wird als Planungsgrundsatz u.a. festgelegt, dass die „weitestgehende Umgehung von Siedlungsbereichen - insbesondere Wohngebäuden - mit dem Ziel (...) die Expositionen durch elektrische und magnetische Felder (...) zu minimieren“ angestrebt wird.<sup>8</sup> Zudem wird explizit darauf hingewiesen, dass die Neuregelung zur grundsätzlichen Erdverlegung von 110-kV-Leitungen auf neuen Trassen nach § 43h EnWG Anwendung findet.

Diese Initiative begrüßen wir.

8) [http://www.schleswig-holstein.de/MWV/DE/Energie/Ausbau\\_Stromnetze/110830\\_Netzausbau.html](http://www.schleswig-holstein.de/MWV/DE/Energie/Ausbau_Stromnetze/110830_Netzausbau.html)



## **Bilanz 2012**

Die Umsetzung der  
Plan-N-Handlungsempfehlungen  
im Einzelnen

## Kapitel 3 Stromnetzbau in Deutschland und Europa

### Kernforderung:

Harmonisierung zwischen europäischen Zielvorgaben und deutscher Regulierung: Die Regelungen des 3. Binnenmarktpaketes, insbesondere die Richtlinie 2009/72/EG, sollte bis März 2011 im nationalen Rechtsrahmen umgesetzt werden.

### Bewertung:

Im Rahmen der Novellierung des EnWG wurden die Beteiligungsrechte der Bürger - wie im 3. EU-Binnenmarktpaket gefordert - ausgedehnt. Die Möglichkeit zu Innovationen und Forschung im Stromnetz für Netzbetreiber sind hingegen noch nicht ausreichend verankert.

## Kapitel 4 Systemoptimierung / Teil A Allgemeine Thesen

### Kernforderung aus These III:

Die BNetzA wurde zur Hebung von Effizienzgewinnen in Monopolstrukturen zur Ermöglichung von Wettbewerb in den Netzen politisch installiert. Das reicht in Zukunft nicht mehr aus. Zunehmend geht es um die Ermöglichung und Beschleunigung des Netzbbaus für das Zeitalter der EE. Dies führt zu steigenden Netzkosten. Bedeutsam ist dabei die Kostenanerkennung des Netzbbaus, was sich auch in der Gesetzgebung bzw. Regulierungspraxis niederschlagen muss. Zur Netzentwicklung wird ein umfassendes und bundeseinheitliches Anreizsystem benötigt, das Innovationen zur optimierten Integration der EE fördert. Hierfür muss der Gesetzeszweck in § 1 EnWG um die Förderung der EE erweitert werden und der Auftrag der BNetzA dementsprechend angepasst werden. (...)

### Bewertung:

§ 1 EnWG lautet seit 4.8.2011: „Zweck des Gesetzes ist eine (...) Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“ Diese Formulierung ist allerdings nicht weitreichend genug.

### Kernforderung aus These V:

Es wird angestrebt, ökologisch verträgliche, wirtschaftlich nutzbare Potenziale der Erneuerbaren Energien (EE) in allen Regionen des Landes, inklusive auch der Windenergie im Süden Deutschlands u. a. in Hessen, umfassend auszuschöpfen.

### Bewertung:

Baden-Württemberg, Bayern und Hessen arbeiten inzwischen verstärkt am Ausbau der Windenergie im eigenen Bundesland und treffen folgende Prognosen für 2022: BW 4.000 MW (486 MW 2011), BY 4.300 MW (683 MW 2011), H 3.300 MW (687 MW 2011). Quellen: Daten DEWI 2011, Prognose 2022 nach Genehmigung der BNetzA zum Szenariorahmen, 20.12.2011: Szenario C, Daten auf S. 65

### Kernforderung aus These VIII:

Für eine optimierte Netzentwicklung sind integrierte Netzberechnungen über alle Spannungsebenen und für alle Bundesländer auf der Basis von Ausbauzielen und Ausbauszenarien notwendig. Nicht in allen Fällen ist es möglich, erforderliche Netzverstärkungen oder den Ausbau von Netzen eindeutig dem Zubau von EE, der Errichtung neuer fossiler Kraftwerke oder dem Stromhandel zuzuordnen. Doch wo es möglich ist, soll dies – wie zum Beispiel in der Netzstudie Mecklenburg-Vorpommern – geschehen, um gegenüber der Öffentlichkeit Transparenz zu schaffen. In Fällen, in denen nachweisbar der Zubau EE den Netzausbau erforderlich macht, kann mit höherer Akzeptanz gerechnet werden.

### Bewertung:

Mittlerweile liegt eine Fortschreibung der Brandenburger Netzstudie zum Netzausbaubedarf im Verteilnetz vor. Bundesweit liegen weitere Studien vor oder sind in Arbeit.<sup>9</sup> Die Ermittlung des länderspezifischen Netzausbaubedarfs ist auch für die anderen Bundesländer sinnvoll und wird weiterhin von uns gefordert.

9) Quellen: BET/E-Bridge/IAEW (2011): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020, im Auftrag des BDEW; BTU Cottbus (2011): Fortführung der Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Brandenburg, im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Brandenburg; dena-Verteilnetz-Studie: Deutsche Energie-Agentur GmbH (in Arbeit, Fertigstellung bis 12/2012 geplant): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030

## Kapitel 4 Systemoptimierung / Teil B Detaillierte Kernforderungen

### 4.1.1 Technik

#### **Kernforderung:**

Für Netzbetreiber müssen langfristig orientierte Anreize geschaffen werden, ihre Netze auf Grundlage nicht-systemgebundener Lösungen zu Smart Grids zu entwickeln, die zu definierende Mindeststandards erfüllen. Zu derartigen Innovationsinvestitionen kann auch der Aufbau einer Kommunikationsinfrastruktur sowie entsprechender Mess- und Zähltechnik im Verteilungsnetz gehören.

#### **Bewertung:**

Die Diskussion um die Fortentwicklung von Smart-Grid-Lösungen wird u.a. auf Grundlage des Eckpunktepapiers der Bundesnetzagentur „Smart Grid und Smart Market“, Dezember 2011, geführt. Die Unterscheidung in Smart Grid und Smart Market scheint sinnvoll und sollte weiter konkretisiert werden. Für den regulierten Netzbereich ist die Schaffung weiterer Anreize für Smart-Grid-Investitionen zu prüfen. Darüber hinaus sind die Rahmenbedingungen für Energiedienstleistungen im Smart Market zu schaffen. Die Abgrenzung zwischen reguliertem Netzbereich und dem freien Markt bedarf noch der weiteren Ausarbeitung. Der Netzbetreiber muss auch bei einer Trennung in die beiden Bereiche in der Lage sein, sein Netz effizient und sicher zu betreiben und bei Bedarf Flexibilitäten am bisherigen oder neuen Markt zu handeln bzw. mit Dritten interagieren können.

#### **Kernforderung:**

Die Smart-Grid-Fähigkeit Erneuerbarer Energieanlagen muss sowohl auf der Höchst- und Hochspannungsebene, als auch auf der Mittel- und Niederspannungsebene (u.a. für Photovoltaikanlagen und Mikro-KWK) festgelegt werden. Diese Eigenschaften sollten im Einvernehmen und – wo möglich – zum Nutzen aller Beteiligten definiert werden.

#### **Bewertung:**

Da die Netzvoraussetzungen und Standards für nicht-systemgebundene Smart-Grid-Lösungen noch fehlen, konnten noch keine Festlegungen für regenerative Erzeugungsanlagen getroffen werden. Ein solcher technischer Standard ist für Regionen mit hohem PV-Zubau zur Regelung der 50,2-Hz-Problematik notwendig.

#### **Kernforderung:**

Es ist notwendig, die Voraussetzungen für die Entwicklung von Energiemanagementsystemen (z.B. Wirk- und Blindleistungsmanagement) auf unteren Netzebenen zu schaffen. Eine Möglichkeit dafür ist die Einrichtung von Marktplätzen in den Verteilungsnetzen, über die diese Dienstleistungen vom Netz angefordert und abgerufen werden können. So ist eine optimierte Auslastung der Energienetze möglich. Der Netzausbau und die Netzverstärkung werden so auf ein Mindestmaß reduziert.

#### **Bewertung:**

Die AG Smart Grid der BMWi-Plattform Zukunftsfähige Energienetze entwickelt Politikempfehlungen, die rechtliche Umsetzung steht noch aus. Der Einsatz von virtuellen Marktplätzen wird z.B. bei einzelnen E-Energy-Projekten erprobt.

#### **Kernforderung:**

Erstellung einer Studie über die Entwicklung der Verteilungsnetze (110 kV), die anhand von Beispielsregionen die Auswirkungen regulatorischer Maßnahmen zur Systemoptimierung untersucht. Darin soll besonderes Gewicht auf dezentrale Erzeugungsanlagen und die Beteiligung unterschiedlicher Marktakteure gelegt werden.

#### **Bewertung:**

Mittlerweile liegen neue Studien zum Netzausbaubedarf in den Verteilungsnetzen vor oder sind in Arbeit (BDEW 2011, dena 2012 in Arbeit).<sup>10</sup>

10) Siehe Fußnote 9

#### 4.1.2 Akteure im Energiemarkt

##### **Kernforderung:**

Netzbetreiber müssen die Möglichkeit bekommen, beispielsweise an zukünftig einzurichtenden Energiemarktplätzen, über Preissignale Anreize für Erzeuger und Verbraucher zu effizientem Verhalten vor einem Netzausbau zu setzen.

##### **Bewertung:**

Nach § 14a EnWG 2011 kann der Netzbetreiber das Netzentgelt reduzieren, wenn Lieferanten und Letztverbraucher die Steuerung von „vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen“ zur Netzentlastung gestatten.

Wenn nicht genügend Netzkapazitäten zur Verfügung stehen (netzkritische Situationen) muss der Netzbetreiber durch Zwangshandlung oder durch Verträge im Vorfeld (z.B. abschaltbare Lasten gegen gesondertes Netzentgelt) eingreifen können. Ziel ist es, den netzkritischen Bereich möglichst klein zu halten. Im unkritischen Bereich soll der Markt, also der nicht regulierte Bereich, Anreize für den Verbraucher setzen können.

Mittelfristig ist ein neues Finanzierungssystem der Netze notwendig (Kapazitätsentgelt versus Arbeitskomponente). Wichtig ist ein zentraler Ansprechpartner für den Endkunden.

#### 4.1.3 Smart Metering

##### **Kernforderung:**

Um neue Geschäftsmodelle sowie Dienstleistungen im liberalisierten Strommarkt zu ermöglichen und somit die Lastverschiebung attraktiv zu machen, sind seitens der Politik Mindestanforderungen für die Entwicklung und die Nutzung von Smart Meter zu definieren. Hierfür müssen u.a. Schnittstellen und Datenformate weitgehend normiert werden. Aufgrund der bereits laufenden Einführung der Smart Meter müssen diese Mindestanforderungen schnellstmöglich definiert werden.

##### **Bewertung:**

Das Normungsmandat der EU zur Definition und Erarbeitung von Normen für Smart Grids wird in Deutschland durch die Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (VDE|DKE) DKE umgesetzt. Die Deutsche Normungsroadmap E-Energy / Smart Grid liegt als erste Version vor. Ein Update ist im Jahr 2012 geplant.

##### **Kernforderungen:**

Die Kostenanerkennung für Smart-Meter-Investitionen der Netzbetreiber ist im Rahmen der Regulierung vorzusehen.

Die Lastverschiebung muss unter Berücksichtigung der Netzkapazitäten erfolgen. Das Energiesystem muss als Gesamtsystem betrachtet werden.

Auflage eines Markteinführungsprogramms für Smart Meter auf Grundlage der Erkenntnisse der Ergebnisse der E-Energy-Modellprojekte.

##### **Bewertung:**

Mit § 21c Abs. 1b+c EnWG wurde für Großverbraucher (>6.000 kWh) und Anlagenbetreiber nach EEG und KWKG >7 kW die Pflicht zum Einbau von Smart Metern eingeführt, die die Anforderungen des BSI-Schutzprofils erfüllen. Erfahrungen aus dem Ausland zeigen, dass ein flächendeckender Smart-Meter-Rollout volks- und energiewirtschaftlich oft wenig effizient ist. In Deutschland könnten beispielsweise über nur 2 Millionen Zählpunkte zwei Drittel der Energiemenge gesteuert werden, für das letzte Drittel müssten über 43 Millionen Zählpunkte gesteuert werden (flächendeckend im Haushaltsbereich). Dennoch zeigen erste Erfahrungen aus den E-Energy-Modellregionen, dass gerade im Haushaltsbereich durch eine reine Visualisierung der Verbräuche bis zu zehn Prozent Energieeinsparungen erzielt werden können. Statt eines flächendeckenden Rollouts ist deshalb eine stufenweise Einführung von Smart Metern denkbar. Sie sollte auf Grundlage einer zielgruppenorientierten Wirtschaftlichkeitsanalyse stattfinden.

Die Erkenntnisse aus den E-Energy-Projekten sind hierbei zu berücksichtigen.

**Kernforderung:**

Eine verbraucherfreundliche gesetzliche Datenschutzregelung für Smart Meter und andere Smart-Grid-Komponenten muss zügig umgesetzt werden, z.B. im EnWG nach dem Vorbild der Datenschutzvorschriften für die Telekommunikation.

**Bewertung:**

Datenschutz und Datensicherheit wurden in § 21e Abs. 1 + Abs. 2; § 21g und § 21i Abs. 1 Nr. 4 EnWG 2011 geregelt. Die Datenschutzanforderungen müssen durch eine Rechtsverordnung konkretisiert werden, z.B. ist unklar: Welcher Akteur hat Zugriff auf welche Daten? Was passiert bei Umzug oder Anbieterwechsel? Wie dezentral werden die Daten gesammelt und weitergegeben (pro Haushalt / Gebäude oder z.B. straßenweise)? Die Datensicherheit wird vom BSI-Schutzprofil geregelt und durch eine in Abstimmung befindliche technische Richtlinie (Stand 1.12.2011) konkretisiert. Das BSI-Schutzprofil regelt nur Anforderungen an den Zähler und das Kommunikationsgateway. Der BSI-Ansatz setzt auf sichere und umfangreiche Verschlüsselung aller Kommunikation nach extern. Die dezentrale Verarbeitung von personenbezogenen Informationen im Haus bzw. dem Netzknoten ist nicht vorgesehen. So wird dem Gebot der Datensparsamkeit nicht ausreichend Rechnung getragen; eine widerrechtliche Nutzung sensibler, personenbezogener Daten ist systemimmanent nicht auszuschließen. Weitergehende Datensicherheitsregelungen sowie eine Regelung für die anderen SG-Komponenten sind notwendig.

Ein Positivbeispiel ist das eTelligence-Projekt: In Abstimmung mit dem Niedersächsischen Datenschutzbeauftragten wurde eine Vereinbarung geschlossen, die einen hohen Schutz der Kundendaten gewährleistet und gleichzeitig die Kunden gut informiert.

**Bewertung:**

Über die vorhandenen E-Energy-Modellprojekte hinaus sind keine Anreize für Stromanbieter geschaffen worden. Im Gegenteil: Die Befreiung der energieintensiven Industrie von den Netzentgelten durch Neuregelung von § 19 Abs. 2 StromNEV im Sommer 2011 führt nicht dazu, die Last der Produktion den Erneuerbaren anzupassen oder ihren Bedarf dezentral zu decken (lokale Blockheizkraftwerke, Photovoltaik). Die Neuregelung zur Netzentgeltbefreiung für Großverbraucher ohne Bedarfsprüfung nach § 19 Abs. 2 StromNEV sollte abgeschafft werden, da sie eine indirekte Subventionierung der Großkunden gegenüber Haushaltskunden und kleineren und mittleren Unternehmen darstellt.

**Kernforderung:**

Modifikation des Standardlastprofils: Bisher orientiert sich der Fahrplan des Folgetages am Standardlastprofil, also dem bekannten und prognostizierbaren Verbrauch des Folgetages. Der volatilen Einspeisung, verbunden mit variablen Tarifen, und einer sich dadurch ändernden Verbrauchernachfrage wird noch keine Rechnung getragen. Dazu bedarf es einer umfassenden Feldstudie, um Erfahrungen zu sammeln.

**Bewertung:**

Die Bundesnetzagentur schlägt vor, wegen der hohen Komplexität von variablen Netzentgelten (Preise schwanken abhängig von der Netzauslastung) stattdessen gesonderte Netzentgelte (reduzierter fixer Netztarif, der nicht schwankt) einzuführen. Das ist sinnvoll und sollte weiter ausgearbeitet werden. Mittelfristig ist ein neues Netzentgeltsystem zu entwickeln, das zu- und abschaltbare Lasten fördert.

**4.2 Lastverschiebung****Kernforderung:**

Für eine Übergangszeit müssen für Stromanbieter zusätzliche Anreize für Lastverschiebung beispielsweise in Form von Förderprogrammen geschaffen werden, bis diesbezügliche Erfahrungen vorliegen und Marktmechanismen ausreichende Anreize setzen.

### 4.3 Erneuerbare Kombi- und Hybridkraftwerke

#### **Kernforderung:**

Verordnung laut § 64 Abs. 1 Punkt 6 EEG umsetzen: Anreize für Verstärkung der Einspeisung schaffen

#### **Bewertung:**

Es wurden verbesserte Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biogas geschaffen. Regenerativ erzeugter Wasserstoff und Methan fallen nach den neuen Begriffsbestimmungen nach § 3 EnWG unter Biogas und werden als solches behandelt. Mit § 33i EEG wurde eine Flexibilitätsprämie für Betreiber von Biogasanlagen geschaffen. Weitergehende Anreize zur Flexibilisierung der anderen regenerativen Energien sind umzusetzen. Mit der Marktprämie wurden im EEG 2012 erste Ansätze geschaffen, regenerative Energie zwischenzuspeichern.

#### **Kernforderung:**

Technologie- und / oder Kapazitätsförderung von Speichern (auch Biogas- und Wärmespeicher)

#### **Bewertung:**

Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung von August 2011 mit den Schwerpunkten Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Umstellung auf ein regeneratives Energiesystem ermöglicht die elementare Forschung für zentrale und dezentrale Speichertechnologien und Netze. Das Finanzvolumen liegt bei 3,5 Mrd. Euro bis 2014 (<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/47652/4595/>). Durch sinkende Einnahmen aus dem CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel ist allerdings eine Kürzung der Mittel zu befürchten. Weitere Forschungsprojekte zu ökologischen Auswirkungen von Erdkabeln auf Hoch- und Höchstspannungsebene sind wünschenswert.

Laufende Forschungsprojekte: BMU-Speicherroadmap mit einem Fördervolumen in Höhe von 800.000 Euro (IZES, RWTH Aachen, Stiftung Umweltenenergie) ([http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee\\_forschung\\_vorhaben\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_forschung_vorhaben_bf.pdf)); Förderinitiative Energiespeicher BMWi, BMU, BMBF mit einem Fördervolumen in Höhe von 200 Mio Euro ([http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/bekanntmachung\\_energiespeicher.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/bekanntmachung_energiespeicher.pdf)).

### 4.4 Stromspeicher

#### **Kernforderung:**

Seitens der Politik müssen die Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden, dass energie- und umweltbewusste Verbraucher in einem Leitmarkt eine ausreichend intelligente und innovationsfreundliche Infrastruktur im Verteilnetz erhalten. Entsprechende Anreize sind zu entwickeln und im Kontext des aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmens innovationsfördernd zu verankern.

#### **Bewertung:**

Die Unter-AG „Intelligente Netze / Zähler“ der „Plattform Zukunftsfähige Energienetze“ entwickelt seit April 2011 Marktrollen und Geschäftsmodelle für innovative Verteilnetze. Das BMWi wird eine Potentialanalyse zu Intelligenten Netzen in Auftrag geben, welche auf die Fragestellungen aus der AG „Intelligente Netze / Zähler“ aufbaut.

#### **Kernforderung:**

Markteinführung neuer dezentraler Speicherkonzepte, Umsetzung der Verordnung nach § 64 Abs. 1 Punkt 6 EEG (vgl. Kap. 4.3)

#### **Bewertung:**

Siehe oben, 4.3: 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung von August 2011 mit Schwerpunkt regenerative Energien, Energieeffizienz und Systemtransformation (Volumen 3,5 Mrd. Euro bis 2014)

#### **Kernforderung:**

Ermittlung des Gesamtspeicherbedarfs zur Integration der EE in Deutschland und Europa

#### **Bewertung:**

Siehe oben, 4.3: 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung von August 2011 mit Schwerpunkt regenerative Energien, Energieeffizienz und Systemtransformation (Volumen 3,5 Mrd. Euro bis 2014)

**Kernforderung:**

Netzentgeltbefreiung für in Stromspeicher eingespeisten Strom

**Bewertung:**

Die Forderung nach Netzentgeltbefreiung für Pumpspeicherstrom wurde für zwischen 2008 und 2026 neu errichtete Speicher für Strombezug für 20 Jahre in § 118 Abs. 4 EnWG 2011 umgesetzt. Von dieser Regelung sind die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke nicht erfasst.

**Kernforderung:**

Unterirdische Raumordnung zur Ausweisung ausreichender Kavernenspeicherstandorte

**Bewertung:**

Eine unterirdische Raumordnung steht noch aus. Allerdings haben die Staatlichen Geologischen Dienste der Bundesländer unter Federführung der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) die Voraussetzung dafür, ein unterirdisches Speicher-Kataster Deutschland, erarbeitet. Es steht unter dem Link [http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/CO2Speicherung/Projekte/Laufend/speicherkataster.html;jsessionid=A6C0B423F24CF40DD99919777D6085DC.2\\_cid135](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/CO2Speicherung/Projekte/Laufend/speicherkataster.html;jsessionid=A6C0B423F24CF40DD99919777D6085DC.2_cid135) zum Download bereit.

**Kernforderung:**

Europäische Vernetzung, z.B. Super Grid

**Bewertung:**

Vorschläge zur Entwicklung eines Supergrids sind in Arbeit und in der Diskussion, z.B. eine technisch-ökonomische Studie für ein europäisches Offshore Grid. Politischer Brennpunkt in Deutschland sind die Finanzierung und die Haftungsfragen der Offshorewindanbindungen.

**Kernforderung:**

Forschung und Demonstration neuartiger Speicherkonzepte

**Bewertung:**

Siehe oben, Kapitel 4.3: Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung von August 2011 mit Schwerpunkt Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Umstellung auf ein regeneratives Energiesystem (Volumen 3,5 Mrd. Euro bis 2014) ermöglicht die elementare Forschung für zentrale und dezentrale Speichertechnologien und Netze. Laufende Forschungsprojekte: BMU-Speicherroadmap mit Fördervolumen 800.000 Euro (IZES, RWTH Aachen, Stiftung Umweltenergierecht); Förderinitiative BMWi, BMU, BMBF mit Fördervolumen von 200 Mio Euro.

**Kernforderung:**

Um die zukünftige sichere Integration der Elektro-Fahrzeuge und den weiterhin sicheren Betrieb der Netze zu gewährleisten, müssen bereits jetzt Hersteller von Batterien und Fahrzeugen, Netzbetreiber und Energiedienstleister gemeinsam grundsätzliche Konzepte bzgl. der IKT-Infrastruktur und der Be- und Entladung der Elektroautos erstellen. Auch müssen hierfür gemeinsam Mindestanforderungen und Standards geschaffen werden.

**Bewertung:**

Viele für den Netzbetrieb und Netzausbau wichtige Fragen sind offen bzw. nicht standardisiert. Z.B. ist noch offen, wie E-Fahrzeuge Dienstleistungen für das Netz erbringen können. Das Fachgremium DKE 353, Organ des Deutschen Instituts für Normung, erarbeitet Standards für Elektromobilität bezüglich Laden im 1-kV-Netz, Gleichstromladen und induktives Laden ([www.dke.de](http://www.dke.de)).

#### 4.5 Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung

##### **Kernforderung:**

Dezentrale KWK-Anlagen müssen entsprechend dem Ausbauziel des KWKG 2009 weiter ausgebaut werden.

##### **Bewertung:**

Die Zwischenüberprüfung zum KWKG (Berliner Energieagentur / Prognos 2011) zeigt, dass das 25%-Ausbauziel bis 2020 mit den bisherigen Maßnahmen nicht zu erreichen ist. Hier besteht dringender Handlungsbedarf. Das KWKG 2012 muss insbesondere bei der Anpassung der Fördersätze, hinsichtlich der Fördermittel für Wärmespeicher und der Vereinfachung der Regelungen für Kleinanlagenbetreiber Verbesserungen vornehmen. Im Gesetzesentwurf vom Frühjahr 2012 sind keine Anreize zur Flexibilisierung vorgesehen, hier besteht akuter Nachbesserungsbedarf.

##### **Kernforderung:**

Angemessene Gegenrechnung des vermiedenen Netzausbaus durch zusätzliche ins Netz eingebundene dezentrale KWK-Anlagen bei der Kalkulation von Zusatzkosten im Anreizregulierungssystem (siehe Vorschläge der OPTAN-Studie<sup>11</sup>)

##### **Bewertung:**

Hierzu ist uns kein neuer Ansatz bekannt. Das Umweltministerium Nordrhein-Westfalen hat im Mai 2011 ein Gutachten zur Potentialanalyse von KWK in NRW veröffentlicht.<sup>12</sup> Darauf aufbauend könnten Möglichkeiten der Netzausbauvermeidung in einer Modellregion untersucht werden. Mit der Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems sollte auch ein alternatives Finanzierungsmodell für dezentrale KWK entwickelt werden.

##### **Kernforderung:**

Ausrichtung der technischen Regeln auf das Ziel einer möglichst reibungslosen Kooperation zwischen dezentralen KWK-Betreibern und Stromnetzbetreibern unter Beachtung der technischen Sicherheit.

##### **Bewertung:**

Noch nicht umgesetzt.

##### **Kernforderung:**

Überprüfung und gegebenenfalls Anpassung der Regelungen zum „Entgelt für dezentrale Einspeisung“ („vermiedene Netznutzungsentgelte“) in der StromNEV in der Weise, dass Anreize für dezentrale Einspeisung zur Netzentlastung in Spitzenzeiten gegeben werden.

##### **Bewertung:**

Siehe oben, 4.5, erste Forderung: In der KWKG-Novelle 2012, die derzeit erarbeitet wird, sind keine Anreize zur Flexibilisierung vorgesehen. Diese sind ein wichtiger Baustein für den Systemumbau und dringend einzuführen.

##### **Kernforderung:**

Im Rahmen des Lastmanagements sollen Stromnetzbetreiber Kooperationen mit KWK-Betreibern durch Abschluss von Verträgen zur Lieferung von Regelernergie eingehen, um Netzausbau einzusparen.

##### **Bewertung:**

Siehe oben, 4.5, erste Forderung: in der KWKG-Novelle nicht vorgesehen.

11) IZES et al., 2008: Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (OPTAN)

12) [http://www.umwelt.nrw.de/klima/pdf/studie\\_kwk\\_nrw.pdf](http://www.umwelt.nrw.de/klima/pdf/studie_kwk_nrw.pdf)



#### 4.6 Alternative Infrastruktur

##### **Kernforderung:**

Die Einspeisung ins Erdgasnetz von aufbereitetem Methan und Wasserstoff muss geregelt und die Einspeisung von Biogas verbessert werden.



##### **Bewertung:**

Mit der neuen Begriffsbestimmung in § 3 Nr. 10c EnWG, der regenerativ erzeugten Wasserstoff als Biogas definiert, wurde die Regelung verbessert. Es gibt erste Power-to-Gas-Forschungsprojekte, für die die Regelung ausreicht.

##### **Kernforderung:**

Anreize für dezentrale Biogasspeicher schaffen



##### **Bewertung:**

Siehe 4.3: Es wurden verbesserte Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biogas und regenerativem Wasserstoff durch § 3 EnWG (Regenerativ erzeugter Wasserstoff fällt nach den neuen Begriffsbestimmungen unter Biogas) und § 33i EEG (Flexibilitätsprämie für Betreiber von Biogasanlagen) geschaffen. Weitergehende Anreize zur Flexibilisierung der anderen regenerativen Energien sind umzusetzen.

##### **Kernforderung:**

Anreize für Wärme- und Kältespeicher bei KWK-Anlagen schaffen



##### **Bewertung:**

Die Novelle des KWKG 2012 sieht Anreize für KWK-Wärme- und -Kältespeicher vor.

#### 4.7 Leiterseilmonitoring/Hochtemperaturseile

##### **Kernforderung:**

Netzbetreiber sollten im Sinne der Prioritätenregel „Optimieren – Verstärken – Ausbauen“ vom Gesetzgeber verpflichtet werden, den Einsatz von Leiterseilmonitoring und anderen Optimierungsalternativen für den Hoch- und Höchstspannungsbereich zu prüfen und gegebenenfalls einzusetzen.

##### **Bewertung:**

Noch keine Konkretisierung seitens des Gesetzgebers. Aus Gründen der Rechtssicherheit ist die Spezifizierung und verpflichtende Umsetzung aber sinnvoll. Das NOVA-Prinzip wird nach Aussagen der vier Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich angewandt, denn Ertüchtigung ist immer ökonomischer als Neubau. Zu beachten sind Restriktionen, die einer Ertüchtigung entgegenstehen, z.B. stärkerer Durchhang von Hochtemperaturseilen oder Beschränkungen bei der Zusatzbeseilung wg. Beachtung von Vogelschutzanforderungen etc. Zudem ist höhere Transparenz über die Maßnahmen wünschenswert.

##### **Kernforderung:**

Bei zu entwickelnden Netzkonzepten für Bundesländer, Regionen und Kommunen müssen die transiente Netzstabilität sowie Optionen wie Leiterseilmonitoring und versuchsweise Hochtemperaturseile in die Betrachtung einbezogen werden.

##### **Bewertung:**

Die meisten Bundesländer haben keine eigenen Verteilnetzstudien erstellt. Diese Fragen können im Rahmen der Regionalisierung der Netzentwicklungsplanung nach § 12ff. EnWG beantwortet werden.

## Kapitel 5 Optimierung des Netzausbaus

### 5.1 Netze Optimieren Verstärken Ausbauen

#### **Kernforderung:**

Der NOVA-Grundsatz im EEG muss vom Gesetzgeber konkretisiert werden.

#### **Bewertung:**

Der Gesetzgeber hat den NOVA-Grundsatz noch nicht konkretisiert. Aus Gründen der Rechtssicherheit ist die Spezifizierung sinnvoll.

#### **Kernforderung:**

Vollständige Anerkennung und Umlage von Mehraufwendungen für den notwendigen EEG-bedingten Ausbau durch die Regulierungsbehörden auf allen Spannungsebenen

#### **Bewertung:**

Die Forderung wurde nicht umgesetzt. Stattdessen empfiehlt die BMWi/BMU-Plattform Zukunftsfähige Energienetze, keinen Wälzungsmechanismus für EEG-bedingte Netzkosten zu etablieren. Zum einen ließen sich diese nur schwer von anderen Netzkosten trennen, zum anderen gingen durch einen Wälzungsmechanismus Anreize zum effizienten Netzbetrieb verloren.

#### **Kernforderung:**

Erstellung regionaler Netzausbauszenarien bis hinunter auf die Verteilungsebene

#### **Bewertung:**

Siehe Kapitel 4, Teil A, These VIII: Mittlerweile liegen weitere Studien zum Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen vor oder sind in Arbeit. Die Ermittlung des länderspezifischen Netzausbaubedarfs ist auch für die anderen Bundesländer sinnvoll und wird weiterhin von uns gefordert.

#### **Kernforderung:**

Genehmigung von Investitionsbudgets nicht nur für Kapitalkosten sondern auch für Betriebskosten und Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

#### **Bewertung:**

Kein Vorschlag zur Neuregelung durch die UAG Regulierung der Plattform Zukunftsfähige Energienetze (Stand 20.11.2011)

#### **Kernforderung:**

Änderung der Anreizregulierung: Einfügen eines zusätzlichen Parameters „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ zur Berechnung des Erweiterungsfaktors in § 10 Abs. 2 ARegV

#### **Bewertung:**

Die Forderung wurde im Mai 2011 durch den Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor nach § 4 Abs. 4 Nr.1 i.V.m. § 10 ARegV der Beschlusskammer 8, AZ BK8-10/006, 8.9.2010 der Bundesnetzagentur umgesetzt.

### 5.2 Bündelung vorhandener Leitungen/Trassenführung

#### **Kernforderung:**

Ausweisung von Infrastrukturkorridoren

#### **Bewertung:**

Die neue Bundesfachplanung nach § 12 NABEG vom 28.7.2011 sieht die Ausweisung eines raumverträglichen Trassenkorridors und die Prüfung von alternativen Trassenkorridoren vor. Zudem hat die Bundesnetzagentur im Sommer 2011 ein Gutachten zur Bündelung von Stromtrassen mit Bahnstromtrassen beauftragt.

**Kernforderung:**

Bündelung der Infrastrukturen in Siedlungsnähe, Vermeidung von zusätzlichen Belastungen durch elektromagnetische Felder bei summarischer Betrachtung der gebündelten Leitungen

**Bewertung:**

Das Bündelungsprinzip wurde mit dem NABEG verstärkt: Bei der Planung zentraler Trassen kann in bestimmten Fällen nach § 11 NABEG ein vereinfachtes Verfahren durchgeführt werden, und zwar wenn eine Strategische Umweltprüfung (SUP) nicht erforderlich ist und die Ausbaumaßnahme a) in der Trasse einer bestehenden Hoch-/Höchstspannungsleitung erfolgt und die Bestandsleitung ersetzt oder ausgebaut werden soll, b) unmittelbar neben der Trasse einer bestehenden Hoch-/Höchstspannungsleitung errichtet werden soll oder c) innerhalb eines Trassenkorridors verlaufen soll, der in einem Raumordnungsprogramm oder im Bundesnetzplan ausgewiesen ist. Der weite Anwendungsbereich des vereinfachten Verfahrens im Sinne von § 11 konterkariert die mit dem NABEG angestrebte Akzeptanzförderung und ist mithin klar zu begrenzen. Vereinfachte Verfahren sollten nur dann in Frage kommen, wenn mit der Ausbaumaßnahme die Spannungsebene der Bestandsleitung nicht erhöht wird. Entsprechendes gilt für die Übertragungskapazität und die Strommenge. Für alle anderen Ausbaumaßnahmen ist das reguläre Verfahren der Bundesfachplanung vorzusehen.

**Kernforderung:**

Anerkennung der Kosten vorsorglich errichteter Kabelbauwerke für Offshore-Anbindung durch die Regulierungsbehörden

**Bewertung:**

Kabelbauwerke für Offshorewind werden nach § 17 Abs. 2a EnWG als Sammelanbindung konzipiert und vom BSH nach Rücksprache mit BNetzA und BfN jährlich in einem Offshorenetzplan spezifiziert. Politischer Brennpunkt in Deutschland sind die Finanzierung und die Haftungsfragen der Offshorewindanbindungen, insbesondere für den Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH, der einen „Masterplan Offshore“ fordert. Zur Lösung der Probleme wurde Anfang 2012 eine neue AG der BMWi-Plattform Zukunftsfähige Energienetze eingerichtet.

**5.3.1 Nieder- und Mittelspannung (bis 60 kV)****Kernforderung:**

Grundsätzlich Erdverkabelung; in ländlichen oder schwierigen Gebieten kann der Einsatz von Freileitungen weiterhin sinnvoll sein.

**Bewertung:**

Keine Änderung der Rechtsgrundlagen, weiterhin Konfliktpotential beim Vogelschutz.

**5.3.2 Hochspannung (110 kV)****Kernforderung:**

Anpassung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für eine grundsätzliche Realisierung als Erdkabel

**Bewertung:**

Plan N empfiehlt eine Anpassung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für eine grundsätzliche Realisierung neuer 110-kV-Leitungen als Erdkabel. Dieser Empfehlung kommt eine Änderung des Energiegesetzespakets nur im Ansatz nach. § 43h EnWG in Verbindung mit dem geänderten § 23 ARegV schreibt seit August 2011 die Verlegung neuer Hochspannungsleitungen bis zu einem Mehrkostenfaktor von 2,75 gegenüber einer Freileitung als Regelfall vor.

Allerdings ist die Neuregelung noch nicht geeignet, die Intention des Gesetzgebers zur Erdverlegung neuer Hochspannungsleitungen im Regelfall zu erfüllen. Denn für die Ausführung als Erdkabel müssen drei Bedingungen erfüllt sein, die in der Praxis zu erheblichen Rechts- und Planungsunsicherheiten führen: Erstens können die Leitungen weiterhin als Freileitung errichtet werden, wenn „öffentliche Interessen nicht entgegenstehen“ (§ 43h EnWG), zweitens ist die Ermittlungsgrundlage für den Mehrkostenfaktor 2,75 nicht definiert und drittens soll die Prüfung eventuell der Erdverkabelung entgegenstehender naturschutzfachlicher Gesichtspunkte vor dem Verfahren stattfinden, die Zuständigkeit hierfür ist nicht geklärt. Alle drei Bedingungen sind problematisch.

§ 43h EnWG stellt es dem Vorhabensträger weiterhin frei, eine Freileitung zu beantragen und verlangt von der Genehmigungsbehörde, darüber zu urteilen, ob dieser öffentliche Interessen entgegenstehen. Offen ist, wie sie öffentliche Interessen zu bestimmen hat. Ebenfalls nicht definiert ist die Ermittlungsgrundlage für den Mehrkostenfaktor 2,75. Sind hier die Erdungsprobleme, die bei einer Umstellung auf Erdverkabelung in größerem Umfang zu lösen sind, mit einzurechnen? Wenn ja, auf wie viele Leitungen sind diese umzulegen? Und schließlich wurde die Prüfung der naturschutzfachlichen Belange, die bisher innerhalb der Genehmigungsverfahren (Raumordnungsverfahren, Planfeststellungsverfahren) stattfand, nun den Verfahren vorangesetzt. Damit bekommen sie gegenüber anderen Schutzgütern und Belangen einen ausschließenden Stellenwert. Offen ist, wann die drei einschränkenden Bedingungen von wem geprüft werden.

Die Genehmigungsverfahren werden durch die neue Rechtslage nicht beschleunigt, sondern verlangsamt. Um die Erdverkabelung wirklich zum Regelfall zu machen und eine Verfahrensbeschleunigung zu erreichen, sind die drei einschränkenden Faktoren zu streichen. Bis zur gesetzlichen Neuregelung sind klare Vorgaben zum Umgang mit den einschränkenden Faktoren durch Kabinettsbeschluss oder durch die Regulierungsbehörden zu definieren.

#### **Kernforderung:**

Die Kosten für solche Maßnahmen sind nach § 11 und § 23 der ARegV anzuerkennen und diese Maßnahmen sind in die Eigenkapitalverzinsung nach § 14 ARegV und § 7 StromNEV einzubeziehen.

#### **Bewertung:**

Siehe oben (5.3.2): Die Anerkennung der Mehrkosten für Erdkabel ist bis zum Mehrkostenfaktor von 2,75 unter bestimmten Bedingungen nach § 43h EnWG in Verbindung mit dem geänderten § 23 ARegV möglich. Zudem wurde die Eigenkapitalverzinsung für Neu- und Erweiterungsinvestitionen für Stromnetzbetreiber ab 1.1.2014 von derzeit 9,29 % auf 9,05 % geringfügig reduziert (Festlegung der Bundesnetzagentur BK4-11-304; [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1932/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/111102EigenkapitalrenditeInvestitionsStromGas.html?nn=65116](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/111102EigenkapitalrenditeInvestitionsStromGas.html?nn=65116)).

#### **Kernforderung:**

Regulierungsrahmen und Regulierungspraxis sind so auszugestalten, dass die Erdverkabelung beim Neubau von 110-kV-Leitungen für die Netzbetreiber wirtschaftlich attraktiv ist. Dies bedeutet u.a.:  
 ARegV: Auf die Nennung eines einschränkenden Mehrkostenfaktors für Mehrkosten Erdkabel 110 kV im EnLAG soll verzichtet werden.  
 BNetzA-Praxis: Einleitung eines Festlegungsverfahrens bzw. Erstellung eines Leitfadens

#### **Bewertung:**

Siehe oben: Anderslautende Neuregelung nach § 43h EnWG in Verbindung mit dem geänderten § 23 ARegV: Grundsätzliche Erdverlegung neuer 110-kV-Leitungen bis zum Mehrkostenfaktor 2,75 unter bestimmten Voraussetzungen.

### 5.3.3 Höchstspannung (220 und 380 kV)

#### **Kernforderung:**

**Position A:** Die EnLAG-Pilotvorgaben sollen zur Teilverkabelung genutzt werden.

**Position B:** Die EnLAG-Pilotvorgaben sollen zur Teilverkabelung genutzt werden. Bei den EnLAG-Pilotvorhaben ist zu prüfen, ob sie für eine Vollverkabelung genutzt werden können.

#### **Bewertung:**

Kein Teilkabel-Pilotprojekt nach EnLAG ist im Bau. (Verfahrensstand April 2012 – ohne Gewähr):

- 1. Südwestkuppelleitung (Thüringen/Bayern):** Der 1. Abschnitt Lauchstädt-Vieselbach ist in Betrieb, der 2. Abschnitt Vieselbach-Altenfeld wurde Anfang 2012 planfestgestellt. Für den 3. Abschnitt Altenfeld - Redwitz liegt der Raumordnungsbeschluss vor: Maßgabe 2 schließt ein Kabel durch den Rennsteig aus, aber nach Maßgabe 28 muss der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz Transmission südlich des Rennsteigs in einigen Abschnitten Verkabelung prüfen.

- 2. Ganderkesee-St. Hülfe (Niedersachsen / Nordrhein-Westfalen):** Der ÜNB TenneT hat am 28.7.2011 Klage auf Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens (PFV) beim Bundesverwaltungsgericht in Leipzig eingereicht. Hintergrund sind unterschiedliche Auffassungen zwischen der Niedersächsischen Landesregierung und TenneT über die Anzahl der Teilkabelabschnitte.
- 3. Diele-Wesel (Niedersachsen / Nordrhein-Westfalen):** Für die Teilstrecke Raesfeld wurden vom ÜNB Ampriom am 14.9.2011 die PFV-Unterlagen mit Teilkabelabschnitt bei der Bezirksregierung Münster eröffnet. Die Antragsunterlagen wurden im Februar 2012 öffentlich ausgelegt sowie im Internet veröffentlicht.
- 4. Wahle-Mecklar (Niedersachsen / Nordrhein-Westfalen):** Das Raumordnungsverfahren (ROV) wurde mit Festlegung auf die Trasse 2A mit einem ca. 7 km langem Teilkabelabschnitt im Raum Göttingen Ende 2011 beendet. TenneT erstellt die PFV-Unterlagen.

**Kernforderung:**

Prüfung auf Grundlage der EnLAG-Piloten und internationaler Erfahrungen, ob und in welchem Umfang Erdverkabelung auf andere Leitungsbauvorhaben übertragen werden kann und verbindliche Festlegung durch den Gesetzgeber

**Bewertung:**

Siehe oben (5.3.3). Keines der vier Teilkabel-Pilotprojekte nach Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) ist bislang im Bau. Entsprechend konnten diesbezüglich keine Erfahrungen auf andere Projekte übertragen werden.

**Kernforderung:**

Vollständige Berücksichtigung aller technologiebezogenen Untersuchungs-, Planungs- und Ausführungsaufwendungen und -investitionen in den Netzkosten

**Bewertung:**

Siehe oben (5.3.2, dritte Forderung): Die Neuregelung der Eigenkapitalverzinsung für Neu- und Erweiterungsinvestitionen für Stromnetzbetreiber wird ab 1.1.2014 von derzeit 9,29 % auf 9,05 % nur geringfügig reduziert.

**5.4 Perspektiven des Übertragungsnetzes und neue Übertragungstechniken****Kernforderung:**

Überprüfung der Praxistauglichkeit von HGÜ-Pilotstrecken auch als Erdkabel

**Bewertung:**

Ein Hochspannungs-Gleichstrom-Teilkabelprojekt ist auf technisch-wirtschaftlich effizientem Teilabschnitt nach § 12b Abs.1 Satz 3.a / § 12e Abs. 3 Satz 1 EnWG möglich. Machbarkeitsstudien der Übertragungsnetzbetreiber zu drei Nord-Süd- bzw. Ost-West-Gleichstromverbindungen sind im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans in Arbeit.

**Kernforderung:**

Überprüfung der Praxistauglichkeit von AC-16,7-Hz-Pilotstrecken mit Einspeisung in das Bahnstromnetz; Piloten bipolarer Drehstromtechnik und andere technische Alternativen weiterverfolgen und fördern

**Bewertung:**

Die 16,7Hz-Technologie wird derzeit nicht weiter diskutiert. Die Bündelung vom Bahnnetz mit Höchstspannungsleitungen ist Teil des Prüfungsauftrags eines Gutachtens, das die Bundesnetzagentur im Sommer 2011 beauftragt hat (s. 5.2., erste Forderung).

**Kernforderung:**

Die Planungen für geeignete HGÜ-Pilotprojekte als Teil eines HGÜ-Overlay-Netzes können durch die europäische Regulierungsbehörde ACER/EREGE regelmäßig überprüft werden. Berechnungen müssen transparent zur Verfügung stehen. Kosten für den Bau sollen größtenteils aus Forschungsgeldern getragen werden.

**Bewertung:**

Siehe 5.4.1: Ein HGÜ-Teilkabelprojekt ist auf technisch-wirtschaftlich effizientem Teilabschnitt nach § 12b Abs. 1 Satz 3.a / § 12e Abs. 3 Satz 1 EnWG möglich. Machbarkeitsstudien der Übertragungsnetzbetreiber zu 3 Nord-Süd- bzw. Ost-West-Gleichstromverbindungen sind im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans in Arbeit.

**Kernforderung:**

HGÜ-Strecken sollten gemäß Art. 22 EU-Richtlinie 2009/72/EG in die EU-Netzinfrastrukturplanung eingebunden werden.

**Bewertung:**

Die EU-Netzplanung soll auf den nationalen Netzentwicklungsplänen (NEP) basieren. In Deutschland ist der NEP nach §§ 12b bis e EnWG ab Mitte 2012 zu erstellen.

**Kapitel 6 Akzeptanz und Umweltwirkungen****6.1 Regionale Akzeptanz****Kernforderung Position A:**

Stärkung des Schutzguts Mensch im Zulassungsverfahren für neue Hoch- und Höchstspannungsfreileitungen durch Abstandsregelungen in Verbindung mit Kompensationsmodellen (Beispiel Abstandsregelung für Höchstspannungsfreileitungen siehe EnLAG)

**Kernforderung Position B:**

Stärkung des Schutzguts Mensch im Zulassungsverfahren für neue und zu verstärkende Freileitungen durch Abstandsregelung (400 m innerorts / 200 m im Außenbereich)

**Bewertung:**

Die Forderung nach weitergehenden Abstandsregelungen zum Wohnumfeldschutz wurde trotz großen Konfliktpotentials nicht umgesetzt. Es wurde aber die Möglichkeit der finanziellen Kompensation betroffener Kommunen, nicht aber der Anwohner (Änderung von § 5 Abs. 4 StromNEV durch Art. 4 Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze) geschaffen. Um den Wohnumfeldschutz besser als bisher zu gewährleisten, sind feste Abstandsregelungen zu Siedlungen für Neubau und Ersatzneubau in bestehender Trasse festzulegen. Da feste Abstandsregelungen bei der Planung zum Zick-Zack-Kurs führen können, sind einheitliche, eindeutige Ausnahmeregelungen mit Kompensation für Betroffene zu ermöglichen.

**Kernforderung Position A:**

Überprüfung und ggf. Neudefinition der 26. BImSchV durch Ergänzung um einen Vorsorgewert im Wohnumfeld für EM-Felder nach aktuellem Forschungsstand zur Stärkung des Schutzgutes Mensch im Zulassungsverfahren

**Kernforderung Position B:**

Prüfung auf Ergänzung der 26. BImSchV durch einen Vorsorgewert bezüglich EM-Feldern im Wohnumfeld aus Präventionsgründen nach holländischem bzw. Schweizer Vorbild

**Bewertung:**

Die Forderung wurde nicht umgesetzt. Derzeit wird die 26. Bundesimmissionsschutzverordnung (26. BImSchV) novelliert, die Grenzwerte für elektrische und magnetische Felder vorschreibt. Die Neufassung ist für Ende 2012 geplant. Die Einführung eines weit strengeren Vorsorgewerts gegenüber niederfrequenten Magnetfeldern im Vergleich zum geltenden Grenzwert (100  $\mu$ T) ähnlich dem Niederländischen oder Schweizer Modell ist derzeit nicht vorgesehen. Andere, weichere Vorsorgemaßnahmen werden angedacht. Im Rahmen eines EU-weiten Forschungsprogramms soll die Ätiologie von Leukämie bei Kindern weiter erforscht werden. Regional ist die Sorge vor Gesundheitsrisiken durch EM-Felder weiterhin ein Hauptgrund für Konflikte.

**Kernforderungen:**

Umsetzung geeigneter Maßnahmen zur Expositionsminimierung durch EM-Felder unter Beteiligung der Betroffenen

Reduzieren der magnetischen Felder durch Optimierung der Phasen- und Systembelegung und ggf. Einsatz von Masttypen mit entsprechendem Wirkungspotenzial

**Bewertung:**

Projektbezogen werden expositionsminimierende Maßnahmen umgesetzt: Beispielsweise entwickelt der Übertragungsnetzbetreiber TenneT die EM-Feld-reduzierenden Wintrackmasten, die in den Niederlanden erprobt werden, für den Einsatz in Schleswig-Holstein nach deutschen Normen weiter.

**Kernforderung:**

Anwendung des Bündelungsprinzips unter Berücksichtigung verbindlicher bundeseinheitlicher Abstandsregelungen von Leitungstrassen zur Wohnbebauung im Innenbereich (Bebauungsplan) und im Außenbereich für Neubauvorhaben.

**Bewertung:**

Das Bündelungsprinzip wird zwar bei der Planung angewandt, aber außer bei den Pilotstrecken nach Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nicht in Kombination mit Abstandsregelungen. Verschärfend kann in Zukunft bei der Planung zentraler Trassen das vereinfachte Verfahren nach § 11 Netzausbaugeschleunigungsgesetz (NABEG) für Anwohner wirken, wenn ohne Berücksichtigung zusätzlicher Belastungen nach dem Bündelungsprinzip geplant wird.

**Kernforderung:**

Nutzung der Neutrassen zur optimierenden Landschaftsgestaltung; z. B. Rückbau von 110-kV-Leitungen und somit Entlastung einzelner Gebiete / Wohnbebauungen

**Bewertung:**

Bei der Planung neuer Leitungen werden teilweise vorhandene Leitungen zurückgebaut, es ist aber keine Änderung des Rechtsrahmens erfolgt.

**Kernforderung:**

Überprüfung der geltenden Entschädigungsregelungen für zukünftige Dienstbarkeiten. Diese sind ggf. im Rahmen des § 45a EnWG neu zu fassen.

**Bewertung:**

Eine Neuregelung steht noch aus. Im Rahmen der Novellierung des EnWG 2011 wurde keine Änderung vorgenommen.

## 6.2 Planung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen

### **Kernforderung:**

EU-weit abgestimmte Grundkonzeption des Netzausbaus (EU-Netzausbauplan auf Grundlage von strategischen Umweltverträglichkeitsprüfungen) ENTSO-E, 3. EU-Binnenmarktpaket

### **Bewertung:**

Die Forderung nach Netzplanung auf Basis einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) wurde teilweise, nämlich bei der zentralen Bundesfachplanung nach NABEG, umgesetzt. Allerdings wird hier nur eine projekt- und nicht gesamtplanbezogene SUP gefordert, sinnvoll wäre statt der trassenbezogenen eine integrierte Prüfung unter Darstellung von Alternativen. Der Umweltbericht nach § 12e EnWG muss den Anforderungen der SUP genügen.

### **Kernforderung:**

Transparenz des Verfahrens, frühzeitige Information und Beteiligung in den Regionen sowie Planung der Trassenverläufe u.a. nach nachvollziehbaren ökologischen Kriterien. In einem informellen Prozess soll vor Verfahrenseröffnung unter Berücksichtigung aller Beteiligten ein informeller Masterplan zur Trassenfindung erstellt werden.

### **Bewertung:**

Bei der Bundesfachplanung nach NABEG sind weitergehende und frühzeitigere Formen der Bürgerbeteiligung vorgesehen. Dies ist zu begrüßen und sollte auch für die herkömmlichen Planverfahren übernommen werden. Die Kompetenzen der Antragskonferenzteilnehmer nach NABEG sind allerdings unklar.

### **Kernforderung:**

Regelmäßige Offenlegung von standardisierten Planungsdaten (z. B. Vorgabe durch BNetzA) und von sachverständigen Dritten nachprüfbar Planrechtfertigung im Verfahren als Beleg für die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von Leitungsbauvorhaben

### **Bewertung:**

Die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes vom Sommer 2011 gewährt die Überprüfung der Daten, die der gesamten Netzplanung zugrunde liegen, durch fachkundige Dritte (§ 12f Abs.2 EnWG). Damit wurde eine zentrale Handlungsempfehlung von Plan N nach größerer Transparenz der Planungsdaten weitgehend umgesetzt.

### **Kernforderung:**

Online-Veröffentlichung der Planunterlagen mit Zugriff für alle, durchgängige GIS-Ausstattung und ggf. Fachanleitung auf Ebene der Landkreise bzw. der Kommunen zur Verfahrensbeschleunigung und Transparenzsicherung

### **Bewertung:**

Es ist eine Onlineveröffentlichung der Unterlagen bei der Bundesfachplanung nach NABEG vorgesehen. Diese Regelung sollte grundsätzlich für Planverfahren für neue Hoch- und Höchstspannungsleitungen gelten. Die bürgerfreundlichen Regelungen zur Veröffentlichung von Bekanntmachungen und Planunterlagen im Internet sind allerdings nicht Bestandteil des Gesetzentwurfs für ein „Gesetz zur Verbesserung von Öffentlichkeitsbeteiligung und Vereinheitlichung von Planfeststellungsverfahren“ (PlVereinHG) von Januar 2012.

### **Kernforderung:**

Bei länderübergreifenden Vorhaben Federführung durch Behörde des am meisten betroffenen Landes auf Grundlage von einheitlichen Leitlinien, z.B. zu entwickelnden Musterplanungsleitlinien zur Vereinheitlichung der ROV und PFV der Länder

### **Bewertung:**

Die Federführung einer Bundesbehörde wurde nur bei der zentralen Trassenplanung nach NABEG eingeführt. Auch bei anderen länderübergreifenden Projekten sollte die Federführung durch das am meisten betroffene Bundesland festgelegt werden.



**Kernforderung:**

Gebiete, die eine herausragende Bedeutung für den Naturschutz haben, müssen individuell behandelt werden (s. Plan N, Kap. 6.3.1, Tabelle 3). Sollten sich keine räumlichen Planungsalternativen ergeben, sind die Leitungen in diesen Bereichen als Erdkabel auszuführen. Sachlich nicht geboten ist eine Erdverkabelung in naturschutzfachlich sensiblen Ökosystemen, wie Mooren und Feuchtgebieten.

**Bewertung:**

Der Vorschlag von Plan N, Natur- und Landschaftsschutzgebiete nach bestimmten Prüfkriterien individuell zu prüfen und je nach Schutzstatus „in der Regel“ oder „möglicherweise“ nicht zu überplanen, wurde nicht aufgenommen. Es wird aber in der Länderarbeitsgemeinschaft Naturschutz der Umweltministerkonferenz aktuell an der Entwicklung ländereinheitlicher naturschutzfachlicher Bewertungskriterien für den Einsatz geeigneter Übertragungstechnologien (Freileitung / Erdkabel) gearbeitet. Der Vorschlag soll bis Juni 2012 vorliegen.

**Kernforderung:**

Die Möglichkeiten zur ökologischen Optimierung von Freileitungstrassen sind weitestgehend auszuschöpfen. Dazu bietet das Ökologische Schienenmanagement (ÖSM) die notwendigen Planungsleitlinien.

**Bewertung:**

Es gibt bislang keine bundesweiten Vorgaben, sondern derzeit nur ÖSM-Pilotprojekte. In Thüringen legt der RO-Beschluss zum 3. Abschnitt der Südwestkuppelleitung fest, dass ÖSM vorzusehen ist (Maßgabe 20).

**Kernforderung:**

Öffentlichkeitskampagne zur Aufklärung über Notwendigkeiten des Netzausbaus und neuer Speicher für den Umbau des Energiesystems

**Bewertung:**

Im Rahmen der Plattform Zukunftsfähige Energienetze beim Bundeswirtschaftsministerium wurde von der Deutschen Energie-Agentur in Zusammenarbeit mit der Deutschen Umwelthilfe ein Konzept für eine „Info- und Dialogoffensive“ entwickelt. Beide Partner konnten sich allerdings nicht auf einen gemeinsamen Organisationsrahmen einigen. Die Info-Offensive / Netzdialog wird voraussichtlich zeitnah ausgeschrieben.

**6.3.1 Schutz von Natur und Landschaft****Kernforderung:**

Bei der Trassenwahl sind die genannten Prüfkriterien anzuwenden und entsprechende Gebiete je nach Schutzkategorie „in der Regel“ oder aber „möglicherweise“ (s. Plan N 2010, 2. Auflage, S.69, Tabelle 3) nicht zu überplanen. Damit können Konflikte mit den Belangen des Naturschutzes weitgehend vermieden werden. So können Trassen schneller geplant werden.

**Bewertung:**

Siehe Kap. 6.2: Der Vorschlag von Plan N, Natur- und Landschaftsschutzgebiete nach bestimmten Prüfkriterien individuell zu prüfen und je nach Schutzstatus „in der Regel“ oder „möglicherweise“ nicht zu überplanen, wurde nicht aufgenommen. Er sollte bei der Erarbeitung ländereinheitlicher naturschutzfachlicher Kriterien der Länderarbeitsgemeinschaft Naturschutz der Umweltministerkonferenz diskutiert werden.

**Kernforderung:**

Die naturschutzfachlichen Bewertungskriterien für die Wahl von Erdkabeln bzw. Freileitungen sind in allen Bundesländern zu vereinheitlichen.

**Bewertung:**

In der Länderarbeitsgemeinschaft Naturschutz der Umweltministerkonferenz wird an der Entwicklung ländereinheitlicher naturschutzfachlicher Bewertungskriterien für den Einsatz geeigneter Übertragungstechnologien (Freileitung / Erdkabel) gearbeitet. Der Vorschlag soll bis Juni 2012 vorliegen.

**Kernforderung:**

Ein langfristiges und vereinheitlichtes Monitoring entlang von Kabeltrassen ist festzusetzen, um Auswirkungen auf Natur und Landschaft einschließlich des Bodens zu prüfen und zu dokumentieren.

**Bewertung:**

Auf der Höchstspannungsebene wurden noch keine Teilkabelprojekte realisiert, daher fand auch kein Monitoring naturschutzfachlicher Auswirkungen statt. Die im März 2012 veröffentlichte BMU-Studie „Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“ legt differenzierte ökologische Kriterien für die Alternativen Freileitung und Erdkabel vor und stellt die jeweiligen technischen und wirtschaftlichen Vor- und Nachteile gegenüber. Darüber hinaus beleuchtet sie die rechtlichen Grundlagen für die Erdverkabelung eingehend.

Für die 110-kV-Ebene liegt beispielsweise ein Gutachten im Auftrag des Bundesamts für Naturschutz von 2009 zum Thema „Naturschutzfachliche Analyse von küstennahen Stromleitungen“ vor (Geo/Uni Due-E/Gfn (2009): Naturschutzfachliche Analyse von küstennahen Stromleitungen: [http://www.bfn.de/fileadmin/MDB/documents/themen/erneuerbareenergien/endbericht\\_ausbau\\_stromleitung\\_kueste.pdf](http://www.bfn.de/fileadmin/MDB/documents/themen/erneuerbareenergien/endbericht_ausbau_stromleitung_kueste.pdf)).

**Kernforderung:**

Zur Erhaltung der Bodenfunktion bei der Verlegung von Erdkabeln sind möglichst schonende Methoden einzusetzen, um Bodenstrukturen zu vermeiden. Nach der Kabelverlegung ist die Funktionsfähigkeit der Böden wiederherzustellen und die Eingriffe während der Verlegungsphase sind so gering wie möglich zu halten.

**Bewertung:**

Es wurden noch keine weiteren Teilkabelabschnitte 380 kV realisiert, daher konnten hier noch keine weiteren Praxiserfahrungen gesammelt werden. Bei der Realisierung sind Boden schonende Methoden einzusetzen.

**6.3.2 Gefährdung von Vögeln****Kernforderung 1 bis 60 kV:**

Neue Leitungen sind grundsätzlich als Kabel auszuführen, da Freileitungen immer eine Restgefahr für Vögel durch tödliche Stromschläge und Leiterseilanflug aufweisen (vgl. 5.3.1).

**Bewertung:**

Keine Änderung, weiterhin bestehen vor allem Vogelschutzkonflikte.

**Kernforderung 1 bis 60 kV:**

Bei Rekonstruktionen und beim Ersatz von Masten sind Vogelschutzmaßnahmen nach dem Bundesnaturschutzgesetz (§ 41) und den Ausführungsregeln ausnahmslos umzusetzen.

**Bewertung:**

Seit 1.8.2011 gilt die neue VDE-Anwendungsregel VDE-ARN 4210-11 Vogelschutz an Mittelspannungsfreileitungen, die große Verbesserungen bringt. Die Umsetzung der Regelungen bis Ende 2012 ist zu forcieren und eine Vollzugskontrolle mit Sanktionsmöglichkeiten durch die Länder einzuführen.

**Kernforderung 1 bis 60 kV:**

Leitertemperaturen dürfen 80°C nicht überschreiten.

**Bewertung:**

Nicht umgesetzt, es besteht Regelungsbedarf. Höhere Temperaturen sind auszuschließen.

**Kernforderung 110 kV:**

Neue Leitungen sind grundsätzlich als Erdkabel auszuführen. Werden neue Leitungen ausnahmsweise nicht als Erdkabel ausgeführt, sind bei der Trassenwahl Problembereiche auszunehmen.

**Bewertung:**

Siehe oben 5.3.2: Die Anerkennung der Mehrkosten für Erdkabel ist bis zum Mehrkostenfaktor von 2,75 unter bestimmten Bedingungen nach § 43h EnWG in Verbindung mit dem geänderten § 23 ARegV möglich.

**Kernforderung 110 kV:**

Bei Errichtung, Nach- und Umbeseilung sind Erdseile nach einem mit Vogelschutzverbänden abgestimmten Konzept mit Markern zu versehen (bestenfalls mit Schwarz-weiß-Markern wegen der erwiesenen Signalwirkung). Dadurch sollen die Verluste durch Seilanflüge reduziert werden.

**Bewertung:**

Die Erdseile von Hochspannungsleitungen werden noch nicht flächendeckend mit Vogelschutzmarkierungen versehen. Hier ist eine technische Normierung notwendig.

**Kernforderung 110 kV:**

Es sind wissenschaftlich begleitete Pilotversuche durchzuführen, um zu klären, ob Vögel die Leitertemperaturen mit höheren Temperaturen als 80°C wegen des zunehmenden Koronaeffekts nicht als Sitzplatz anfliegen.

**Bewertung:**

Die Erdseile von Hochspannungsleitungen werden noch nicht flächendeckend mit Vogelschutzmarkierungen versehen. Hier ist eine technische Normierung notwendig.

**Kernforderung 110 kV:**

Bei der Wahl des Masttyps ist zu berücksichtigen, dass bei der Einebenenbauweise weniger Vogelanzüge zu erwarten sind.

**Bewertung:**

Die Forderung nach bevorzugtem Einsatz von horizontalen Einebenenmasten wird teilweise - nach Abwägung der Beeinträchtigung verschiedener Schutzgüter im Planverfahren und insbesondere in Vogelschutzgebieten - umgesetzt.

**Kernforderung  $\geq 220$  kV:**

Erdseile sind durchgängig mit Markern zu versehen, um Verluste durch Seilanflüge zu reduzieren. Die Abstände der Marker sind an der Sensibilität der jeweiligen Gebiete auszurichten. Bei hohem Gefährdungspotenzial sind alternative Lösungen für die Freileitungstrassen zu prüfen.

**Bewertung:**

Die Erdseile von Höchstspannungsleitungen werden noch nicht flächendeckend mit Vogelschutzmarkierungen versehen. Hier ist eine technische Normierung notwendig.

**Kernforderung  $\geq 220$  kV:**

Bei der Wahl des Masttyps ist zu berücksichtigen, dass bei der Einebenenbauweise weniger Vogelanflüge zu erwarten sind.



**Bewertung:**

Die Forderung nach bevorzugtem Einsatz von horizontalen Einebenenmasten wird teilweise – nach Abwägung der Beeinträchtigung verschiedener Schutzgüter im Planverfahren und insbesondere in Vogelschutzgebieten – umgesetzt.

**Kernforderung  $\geq 220$  kV:**

Bei HGÜ-Leitungen dürfen die Leiterseiltemperaturen  $80^{\circ}\text{C}$  nicht überschreiten, damit sich Vögel nicht verbrennen und an den Folgeverletzungen verenden. Wegen fehlender Wechselfelder entfällt der Koronaeffekt bei der Gleichstromtechnik. Ein Monitoring von HGÜ-Pilotprojekten für Hochtemperaturseile ist notwendig, um die Auswirkungen von höheren Temperaturen auf den Vogelanflug zu erforschen.



**Bewertung:**

Es sind keine Pilotversuche bekannt.

Impressum

**Herausgeber:**

Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH)  
Fritz-Reichle-Ring 4, 78315 Radolfzell  
E-Mail: [info@duh.de](mailto:info@duh.de), Internet: [www.duh.de](http://www.duh.de)  
[www.forum-netzintegration.de](http://www.forum-netzintegration.de)  
Stand: April 2012

**Text und Redaktion:**

Dr. Peter Ahmels, Rotraud Hänlein,  
Anne Palenberg, Judith Grünert

**Gestaltung:** Iris Hartwig, [www.buerosieben.de](http://www.buerosieben.de)

**Druck:** Oktoberdruck AG, Berlin  
zertifiziert nach EMAS; mit mineralölfreier Farbe  
auf 100% Recyclingpapier gedruckt

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 03MAP217 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt liegt bei den AutorInnen.