

# Vom Ende her gesehen: Der Wettbewerb der Erneuerbaren untereinander nach dem Ausstieg aus Kernkraft und fossilen Energien

Hans-Jochen Luhmann

*Ein Stromsystem in Deutschland, das sich zu 100 % aus Sonne und Wind speist, erscheint wie die Vorstellung eines Extrems. Und doch gilt: Darauf hinzulaufen, ist als Entwicklung hierzulande angelegt. Diese Formulierung deutet an, dass wir uns generell in einer sog. pfadabhängigen Entwicklung befinden und überdies aktuell Zeitzeugen einer Gabelungssituation sind. Das wird in Deutschland kaum wahrgenommen. Deshalb wird hier ein Gedankenexperiment geboten, diese Tendenz als Ergebnis eines bestehenden Kräfteparallelogramms darzustellen, das zugleich eine Einschätzung des Energie-Sondergipfels vom 2.11.2012 liefert. Es wird einem Ansatz gefolgt, in dem die Darstellung der Systemveränderung „komparativ statisch“ vorgenommen wird, gemäß der populär formulierten Maxime „Vom Ende her denken“ – und das wird verbunden mit der Analyse dynamisch-rückgekoppelter Treiber-Elemente. Für „das Ende“, den eingeschwungenen Zustand nach der Systemtransformation, wird das Jahr 2050 gesetzt.*

## Wie die Vision vom Ziel den Pfad bestimmt – und umgekehrt

Wir beginnen die Systemdarstellung mit einem der Treiber, den offiziellen Zielen der Bundesregierung. Die entscheidenden drei lauten

■ Erneuerbare in Höhe von „mindestens 80 % bis spätestens 2050“ [1] – das bedeutet im Klartext: bis 2050 nicht nur ohne Kernkraftwerke sondern auch nahezu ohne fossil befeuerte (Dampf-)Kraftwerke auskommen;

■ „den Stromverbrauch gegenüber 2008 bis 2050 in einer Größenordnung von 25 % vermindern“ [2] – d. h., ihn von 615 auf 450 TWh/a absenken;

■ „in Deutschland nicht von Stromimporten abhängig sein, sondern den Nettobedarf eigenständig erzeugen können“ [3] – das bedeutet intendierte (Netto-)Autarkie.

Als Zweites wird ein Wechselspiel von drei Elementen als systembestimmend angenommen bzw. verstanden:

1. Netzgestalt;
2. Masterplan (Mengengerüst);
3. Anreize bzw. Marktregime, d. h. EEG 2.0 + KWKG 2.0 [4].

Die Wechselwirkung dieser drei Elemente stellt sich wie folgt dar:

■ Ein Netz kann in seiner Gestalt (in 2050) nur geplant werden, wenn das Mengengerüst an Erzeugung aus (physikali-

schen) erneuerbaren Quellen (über Raum und Zeit, in seiner Entwicklung bis 2050) sowie an dezentraler Einspeisung „gegeben“ ist [5];

■ Ein (von der Politik) vorgegebenes Mengengerüst kann nur durch Investoren (= Nicht-Politik) realisiert werden, und wird es auch nur werden, wenn die Anreize der wirtschaftlichen Ermöglichung entsprechend gesetzt sind.

Die Herren der Netzplanung haben dann, aber auch erst dann, einen Grund, ein verkündetes Mengengerüst (Masterplan) als real gegeben zu nehmen und zur Grundlage der Konzeption der Netzgestalt zu machen, wenn a) und b) erfüllt sind. Die Netzkonzeption, die der Bundestag im Dezember 2012 zur Befassung überwiesen erhält, bedürfte eigentlich einer solchen Basierung.

Eine (mit der Zeit zunehmende) Determiniertheit ergibt sich dann so:

a) Der Masterplan bestimmt am Ende die Netzgestalt und damit sehr weitgehend die schließlich anschließbare EE-Menge, verwirft von 180 % Erzeugungspotenzial [6] vielleicht 60 %-Punkte, also ein Drittel.

b) Soweit Erzeugungspotenziale von dem (schrittweise anpassbar) umgestalteten Wechselstromnetz abhängig sind, geschieht das Abschneiden über die Zeit, also evolutionär. Soweit die Gestalt des HGÜ-Netzes hingegen zu einem Abschneiden führt, geschieht es in der Gegenwart (im Dezember

2012). Allerdings gilt hier wohl eher umgekehrt: Die Entscheidung pro HGÜ-Netz dient der Einbindung, gerade nicht der Ausgrenzung wesentlicher Optionen, allerdings massiv auch solcher fossiler Art.

Über alles gesehen bedeutet das: Mit der anstehenden Entscheidung für den NEP 2012 kann das prinzipiell ermittelte Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in Deutschland a) in Summe quantitativ beschränkt und b) auf Regionen (und Arten) festgelegt sein. Verteilungskonflikte sind vorprogrammiert. Sie sind umso schärfer zu erwarten, je mehr ein einschränkender Charakter der Netzplanentscheidung gesehen wird.

Was beim Öl die Scheichs sind, sind bei den Erneuerbaren die Regionen. Sie sind quasi die Eigner dieser Ressourcen, sie sind die naturräumlich ausgestatteten bzw. privilegierten Anbieter dieser Quellen und drängen folglich jeweils auf deren Inwertsetzung. Stellt man sich den eingangs erwähnten Grenzfall vor Augen, wird der Verteilungskonflikt, der übrig bleibt, wenn Kernenergie sowie Kohle und Erdgas als Quellen der Stromerzeugung ausgeschlossen sind, als „reiner Fall“ plastisch. Es geht dann allein um eine Auswahl unter dem, was übrig bleibt, den Angeboten aus heimischen (physikalischen) erneuerbaren Quellen (Sonne/Wind).

Konfliktparteien sind die Bundesländer in Deutschland, die über den Bundesrat Teil der

**Tab.: Mengenpotenziale und Anteil am (Rest-)Zuwachs-Bedarf von PV und Windenergie 2050**

Quellen	Mengen in 2011 in TWh/a	Noch offenes Mengenpotenzial in 2050 in TWh/a	Anteil am (Rest-)Zuwachs-Bedarf von 300 TWh /a in 2050
Wind onshore	48,3	125	42 %
Wind offshore	0,6	280	93 %
PV (nur Siedlungsflächen)	19,3	130 [12]	43 %

Legislative sind. Verhandelt wurde der Konflikt seit mehr als einem halben Jahr hinter weitgehend verschlossenen Türen. Öffentlich geworden ist er einerseits als Konflikt zwischen Bund und Ländern in Form der äußerst ambitionierten EE-Anteils-Ziele, die die Bundesländer verfolgen und im Rahmen der Konsultationen zur Netzplanung angemeldet haben (in Summe > 55 % in 2022; > 75 % in 2032, d. h. die Länder „wollen“ vor 2040 auf 100 % kommen); und andererseits als Konflikt um Wind offshore versus Wind onshore zwischen Fraktionen der Bundesländer untereinander, in einer Nord-Süd-Spaltung. Das im Folgenden angestellte Gedankenexperiment, ein Blick auf den „eingeschwungenen“ Zustand des Stromsystems, macht solche Konfliktlagen in eine große Linie einbettbar.

### Das Gedankenexperiment

Ausgegangen wird von der Abschätzung des „langfristig realisierbaren, nachhaltigen Nutzungspotenzials erneuerbarer Ener-

gien für die Stromerzeugung in Deutschland“, welches von der AGEE-Statistik, also offiziell, seit gut zehn Jahren alljährlich veröffentlicht wird [7]. Ausgewiesen ist dort aktuell ein Potenzial in Höhe von 780 TWh/a, das sind 129 % des gegenwärtigen Bruttostromverbrauchs (in 2011). Wir wechseln nun in die Perspektive des „Vom Ende her Denkens“, halten a) dieses Potenzial für die Zukunft konstant [8] und nehmen b) für die Nachfrageseite das Elektrizitätseinsparziel der Bundesregierung für 2050 (um 25 % relativ zu 2008) hinzu. Dann ergibt sich:

- Einen Bedarf wird es in Deutschland lediglich in Höhe von 450 TWh/a geben;
- Es ist folglich ein nicht nutzbares Potenzial (allein in Deutschland) in Höhe der Differenz von Potenzial und Bedarf zu antizipieren, von 330 TWh/a. Vom gesamten ausgewiesenen Potenzial können nur knapp 60 % zum Zuge kommen – 40 % müssen scheitern. Und das im „besten“ Fall, bei (Netto-)Autarkie.

Diese Zahlen werden nicht herangezogen, um etwas Quantitatives zu zeigen, sondern etwas Qualitatives: Ein Verteilungskampf bzw. Verdrängungswettbewerb unter den physikalisch erneuerbaren Quellen steht an, zwischen Strom aus Sonne und aus den beiden Windquellen. Alle wollen in die Nutzung kommen und nicht hinten hinunterfallen. Diesen Wettbewerb kann man auf Basis der Angaben in der EE-Statistik wie folgt stilisieren: Nimmt man das ausgewiesene Potenzial von Wasserkraft und Biomasse in Höhe von 85 TWh/a als (zu Ausgleichszwecken) „gesetzt“ [9], so bleibt ein Restbedarf in Höhe von 370 TWh/a. Dieser stand zur Verteilung an, 70 TWh/a sind bereits vergeben – verbleibt ein Restbedarf von 300 TWh/a. Dem steht ein (Rest-)Erzeugungspotenzial von 535 TWh/a gegenüber, also 80 % zuviel. Im Detail gezeigt wird das in der Tabelle.

### Interpretation

Die Tabelle macht zugleich deutlich, dass „Koalitionsmöglichkeiten“ zwischen den „reinen“ Optionen bestehen – im Ergebnis muss man schließlich auf 100 % Deckung kommen, sofern man an der Autarkie-Vorgabe der Bundesregierung festhält. Diese Möglichkeiten bzw. den Zwang zur Bildung von „Koalitionen“ zwischen rein technisch bestimmten Optionen kann man in eine strategische Perspektive rücken. Das wird in der Abb. dargestellt. Dort werden Kombinationen von Optionen mit unterschiedlichen Schwerpunkten gegenübergestellt – das jeweils Prägende ist in den Titel gerückt worden. Es handelt sich um leitende Entwicklungsvisionen. Die damit gewählte Perspektive hat den Vorteil, dass Stakeholder-Interessen viel differenzierter zum Vorschein kommen, wie sie mit den jeweiligen technischen Optionen verknüpft sein können – wenn ihre Vertreter es denn erkennen und es sich zu eigen machen.

Es zeigt sich ein Anspruchskonflikt. Eine Lösung gibt es im etablierten (liberalisierten) Strommarkt, kombiniert mit gegebenem EEG, nicht, denn für alle drei Optionen sind die Grenzkosten gleich, nämlich Null. Eine Lösung kann es nur durch politischen Entscheid geben, der aber bedarf eines sachgerechten Kriteriums – und da liegt die Schwierigkeit. Immerhin ist dessen Form gut bestimmbar: Es braucht eine Art „Tri-

Windbasiertes System (offshore)	Windbasiertes System (onshore)	Photovoltaikbasiertes System
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Präferiert durch BMWi/BMU 2010, SRU</li> <li>• Einspeisung zentral, Höchstspannungsebene</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Präferiert durch BWE, Bundesländer, (BMU-Leitstudie)</li> <li>• Einspeisung dezentral, Mittelspannung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nicht in Szenarien repräsentiert, bei UBA in Vorbereitung</li> <li>• Einspeisung vielfach sehr dezentral, haushaltsbezogen</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitions Herausforderungen: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Finanzierung großer Offshore-Projekte</li> <li>• Finanzierung von Stromautobahnen (HGÜ) und Offshore-Anschlüssen</li> <li>• DESERTEC?</li> <li>• Zentrale Backup-Kapazitäten</li> <li>• Speichermarkt Norwegen</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitions Herausforderungen: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausbau der (ländlichen) Verteilnetze</li> <li>• Entwicklung dezentraler Regelungsmöglichkeiten</li> <li>• Landwirte, Kooperationen, Projektentwickler als Investoren</li> <li>• Stadtwerke und Regionalversorger</li> <li>• Dezentrale KWK und DSM als Backup</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitions Herausforderungen: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Privates Investment in „eigene“ Stromerzeugung</li> <li>• Batteriespeicher, Lastmanagement, Kombination mit Heizung, autarke Gebäude</li> <li>• lokale Ausgleichstechnologien (Mikro-KWK)</li> </ul> </li> </ul>

Abb. „Stromwende“ – konkurrierende Visionen (Autor: Stefan Lechtenböhrer, WI)

pelbeschluss“, in Masterplan, EEG und in der Konzeption des Netzes – und in dieser Verklammerung läuft auch die Entscheidungsvorbereitung.

## Die Einigung auf das gekoppelte Erreichen von Masterplan und EEG-Neukonzeption

Seit Anfang November 2012 ist deutlich, wie die Politik vorgehen will. Die Pointe: Sie will, was wie ein Gordischer Knoten erscheint, nicht zerschlagen, sondern zwei Entscheidungen, die zum Masterplan und zur EEG-Neukonzeption, zusammenhalten und im Frühjahr 2013 treffen. Den Netzplan (NEP 2012), der im Dezember vom Kabinett beschlossen wird, haben die Bundesländer hingegen „durchgewunken“, obwohl in ihm die seitens der Länder angemeldeten EE-Zuwachspläne deutlich gekürzt wurden. Offenkundig schätzen diese die Bindungswirkung bzw. die Einschränkung allfälliger Potenziale in ihrem Gebiet nicht als hoch ein [10].

Voraussetzung war ein einstimmiger Beschluss der Bundesländer bei der Konferenz auf Schloss Ettersburg (25./26.10.2012). Diesen hat der Bund sich eine Woche später zu eigen gemacht. Zum Hintergrund des Erfolgs gehört:

■ Die in Berlin regierende Koalition hatte ihre legislative Gestaltungsmehrheit im Bundesrat mit dem Ergebnis der Landtagswahlen ein Wochenende nach dem Unglück in Fukushima verloren; und

■ die in der Abbildung gezeigte Konstellation von Koalitionsoptionen bzw. konfligierenden Visionen ist nicht auf die politisch entscheidende Sortierung nach A- und B-Ländern abbildbar.

Die Länder waren in dieser Frage vielmehr in Nord und Süd gespalten – bzw. entlang den Visionen 1 versus 2 – das entspricht ihrem „realen“ Interessengegensatz [11]. Entscheidend für den Schulterchluss aller Bundesländer war, dass die Südländer das Kernanliegen der Nordländer akzeptiert haben – zunächst auf der Chefebene. Angesichts einer Spreizung der spezifischen Kosten zwischen Wind offshore und Wind onshore fob Mainlinie um den Faktor 3 war das auf Fachministerebene nicht möglich gewesen.

Hinsichtlich eines „gemeinsamen Masterplans“ signalisieren die Länder ihre allfällige Bereitschaft, „... im Interesse einer gemeinsamen Lösung ihre eigenen Planungen zu modifizieren“ – unter der Bedingung einer EEG-Neugestaltung.

## Bewertung

Das alles wird wahlperiodenunabhängig auf die Schiene gesetzt. Darin zeigt sich der Weiterbestand des Konsenses vom Frühjahr 2011, nun nicht nur auf der Abrissseite sondern auch auf der Gestaltungsseite. Der Föderalismus scheint sich (ausnahmsweise) zu bewähren, nicht qua institutioneller Regeln sondern qua Vernunft der Akteure. Lediglich für die nachbarschafts- und damit auch EU-politische Seite des Wendevorgangs steht noch aus, dass sie aufgegriffen wird.

## Anmerkungen

[1] § 1 (2) EEG, veröffentlicht am 4.8.2011. Der deutsche Zwei-Kammer-Gesetzgeber hat damit das selbstgesetzte Ziel der Exekutive (Kabinettsbeschluss vom 6.6.2011, „80 % in 2050“) ‚überschrieben‘.

[2] Kabinettsbeschluss vom 28.9.2010, S. 5. Der von der Bundesregierung gewählte Begriff „Stromverbrauch“ ist offen für eine Interpretation als Netto- oder als Bruttostromverbrauch. Gewählt wurde hier der Bruttostromverbrauch, also der Nettostromverbrauch plus Netzverlusten und Eigenverbrauch (in den Dampfkraftwerken vor allem). Das ist die ‚konservativere‘ Annahme, weil mit der Substitution von Dampfkraftwerken durch PV und WKA der Eigenverbrauch ‚von alleine‘ zurückgeht. Außerdem hat man damit die mit der EED seitens der EU für die Erneuerbaren-Mengen-Planung verbindlich gemachte Größe gewählt.

[3] Kabinettsbeschluss vom 6.6.2011, Rz 1.

[4] „EEG 2.0“ steht für das Marktregime der unwillkürlich fließenden Energie aus erneuerbaren Quellen, welches deren Wert durch Kopplung mit verlässlich abrufbaren ausgleichenden Einspeisungen steigert. „KWKG 2.0“ steht für das Marktregime für dezentrale willkürliche Einspeisung aus thermischen Prozessen.

[5] Das ist der Sinn der Formulierung in § 12 a EnWG, dass ein Netzplan die „mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung“ abzudecken hat.

[6] Hier ist von 180 % statt 100 % die Rede im Vorgriff auf das Kapitel „Interpretation“.

[7] Die letzte größere Revision hat mit dem Wechsel von der Ausgabe für 2009 zu der für 2010 (publiziert im Dezember 2011, also nach der durch Fukushima ausgelösten Wende,) stattgefunden. Da wurde das onshore-Windpotenzial in Deutschland deutlich, um 60 %, heraufgesetzt.

[8] Trotz dessen, dass der technische Fortschritt es sicherlich ansteigen lassen wird.

[9] Und negiert das ausgewiesene Geothermie-Potenzial in Höhe von 90 TWh/a als absehbar zu riskant bzw. absehbar unökonomisch.

[10] D. h., das Konzept nach NEP 2012 wird als überdimensioniert wahrgenommen.

[11] Vision 3 hingegen hat keinen ernstlichen politischen Rückhalt, sie ist allein ein technisch/wirtschaftlicher Selbstläufer und zudem bürgerschaftlich getrieben.

[12] Diese Zahl steht unter dem Annahme, dass die Plafondierung gemäß EEG-Novelle von Ende Juni 2012 langfristig keine Wirkung zeitigt, z. B. durch eigenständige Dynamik außerhalb des EEG. Akzeptiert man hingegen den dort eingeführten Plafonds von 52 GWp, so liegt das „noch offene Mengenpotenzial“ für PV bei (47,3 minus 19,3) 28 TWh/a, entsprechend lediglich 9 % am gesamten Rest-Zuwachsbedarf. Das „Überpotenzial“ sinkt dann auf 144 %.

*Dr. H.-J. Luhmann, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH  
jochen.luhmann@wupperinst.org*