

Systemtransformation statt Systemintegration: auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Stromsystem

Prof. Dr. Uwe Leprich,
Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)

Wie kein anderer Wirtschaftszweig hat es die deutsche Elektrizitätswirtschaft als wichtigster und mächtigster Teilsektor der gesamten Energiewirtschaft nach dem 2. Weltkrieg verstanden, für sich eine herausgehobene Sonderstellung zu begründen und diese erfolgreich zu verteidigen. Die Grundsatzentscheidung für eine privatwirtschaftliche Wettbewerbswirtschaft, wie sie in der Bundesrepublik Deutschland mit der Einführung der sozialen Marktwirtschaft auf der Grundlage des ordoliberalen Konzepts der Freiburger Schule gefällt wurde, wurde vom ersten Tag an für einige sogenannte „Ausnahmebereiche“ aufgehoben, darunter die leitungsgebundene Energieversorgung. Die ordnungspolitisch gebotene Trennung zwischen profitorientierten Privatunternehmen und öffentlichen Unternehmen, welche in erster Linie dem Gemeinwohl verpflichtet sind, wurde bei den großen Stromkonzernen fast durchgehend durch gemischt-wirtschaftliche Interessenkonglomerate aufgehoben, die sich auf diese Weise gegen Kontrollen und Interventionen im öffentlichen Interesse tabuisierten und faktisch einen „Staat im Staate“ bildeten. Und schließlich wurden die für die gewählte Wirtschaftsordnung konstitutiven unternehmerischen Investitionsrisiken für die Elektrizitätswirtschaft durch eine Strompreisaufsicht auf Bundesländerebene, die eher eine legitimatorische Feigenblattfunktion denn eine wirkliche Kontrollfunktion erfüllte, vollständig auf die Allgemeinheit abgewälzt. Jeder, der bis weit in die neunziger Jahre hinein versuchte, dieses Machtkartell zwischen den Stromkonzernen und politischem Filz zu knacken, biss sich die Zähne aus.

Das alles hat sich seit Mitte der 90er Jahre dramatisch geändert. Seither ist dieser Sektor gezwungen, sich beinahe jährlich neu zu erfinden, und ein Ende ist nicht absehbar. Die nachfolgenden Ausführungen zeichnen die beiden herausragenden konzeptionellen Paradigmenwechsel in der Elektrizitätswirtschaft der letzten 15 Jahre nach und werfen die Frage auf, inwieweit sich die beiden in der Praxis überhaupt vereinbaren lassen. Dabei dient als Zielperspektive eine Energiewirtschaftsordnung, die sich ausschließlich auf Erneuerbare Energien stützt und bei der eine große

Akteursvielfalt, verbunden mit einer hohen Markttransparenz und einer ausreichenden Neutralisierung der Netze, eine wettbewerbs- und gesellschaftspolitisch gefährliche Machtkonzentration wie in der Vergangenheit möglichst ausschließt. Ob diese Zielperspektive auch die der aktuellen Bundesregierung ist und ob die Mächte der alten Ordnung sich hier einfügen werden, soll in einem abschließenden Kapitel beleuchtet werden.

1 Funktionsmechanismen und Stabilisierungselemente der alten Energiewirtschaftsordnung

Wollte man die alte Energiewirtschaftsordnung in einem einzigen Motto verdichten, läge man mit „big is better“ nicht völlig daneben: Großkraftwerke, betrieben von wenigen Großkonzernen, durch ein modernes Höchstspannungsnetz über große Distanzen verbunden zu einem Großverbundsystem.

Hinzu kam eine umfassende vertragliche Abschottung der im Regelfall vertikal integrierten Unternehmen vor unerwünschter Konkurrenz durch lückenlose Verbund-, Demarkations- und Konzessionsverträge, die jedem großen und kleinen Platzhirsch sein angestammtes Revier absicherten.

Die wesentliche elektrizitätswirtschaftliche Zielsetzung der alten Energiewirtschaftsordnung bestand in der optimalen Auslastung der Großkraftwerke, um auf diese Weise die „economies of scale“ maximal auszuschöpfen und ihre letztlich risikolose Errichtung durch niedrige Strompreise insbesondere für die Industrie politisch zu legitimieren. Erreicht wurde dies zum einen durch eine großflächige Durchmischung der unterschiedlichen Abnehmergruppen mit Hilfe eines eng vermaschten Stromnetzes, zum anderen durch die gezielte Erschließung zusätzlicher Stromanwendungsgebiete zur Lastvergleichmäßigung (z. B. Nachtspeicherheizungen, elektrische Prozesswärme) und zum Dritten durch eine weitgehende Unterbindung der dezentralen Stromerzeugung in der Industrie und den Kommunen.

Während die Weichenstellung für das technisch und vertraglich abgesicherte Großverbundsystem bereits lange vor dem 2. Weltkrieg im sogenannten „Elektrofrieden“ von 1927 erfolgte, wurde es während der Wiederaufbauphase Deutschlands bis in die 70er Jahre hinein mit massiver politischer Unterstützung konkretisiert und ausgebaut:

- Errichtung zunehmend größerer Kraftwerke ohne Abwärmenutzung – zunächst von Braun- und Steinkohlekraftwerken, ab Ende der 60er Jahre auch von Atomkraftwerken

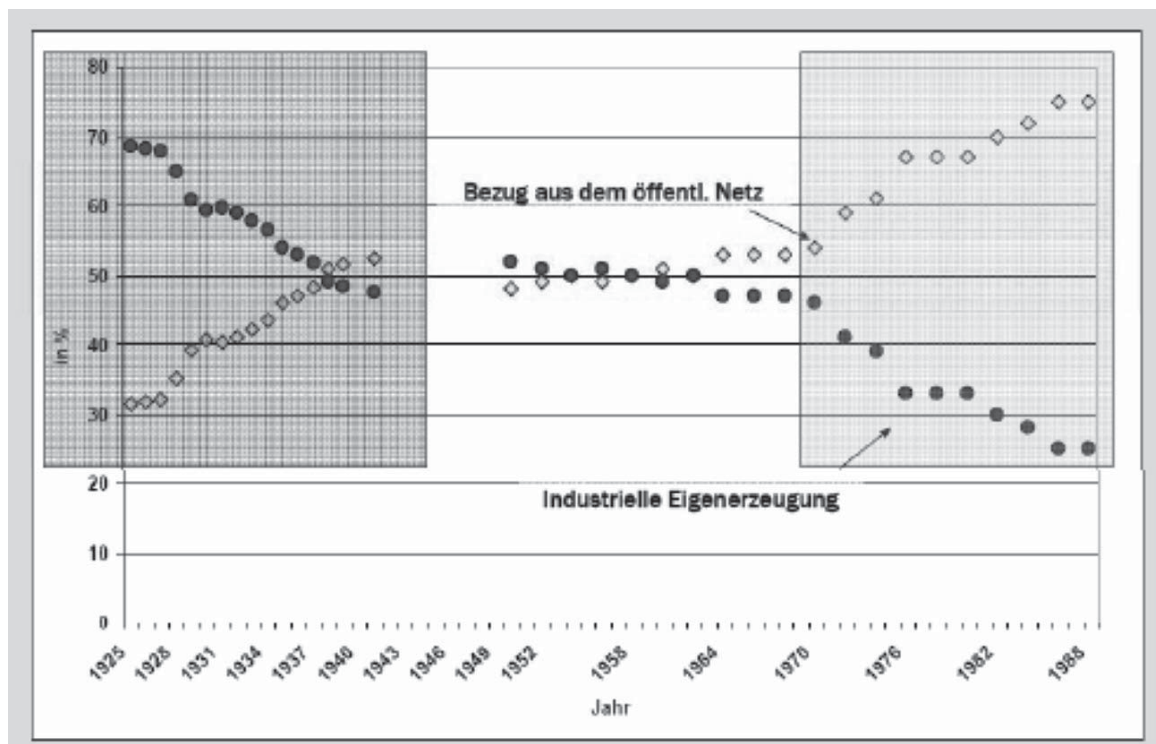


Abbildung 1: Entwicklung der industriellen Stromerzeugung in Deutschland zwischen 1925 und 1988. Quelle: Faridi 2007

- Damit einhergehend Rückgang der industriellen Eigenstromerzeugung (vgl. Abbildung 1) und dadurch Nichterschließung der vorhandenen industriellen KWK-Potenziale
- Bau des Höchstspannungsnetzes (380 kV) zur besseren Ausnutzung und gegenseitigen Unterstützung der Großkraftwerke.

Politisch wurde dieses System u.a. flankiert durch

- mehrere Gesetze zur Förderung und Sicherung des Einsatzes von Gemeinkohle (Steinkohle) zur Erzeugung von Elektrizität und Fernwärme („Verstromungsgesetze“)
- das Gesetz zur Förderung der Erforschung, Entwicklung und Nutzung der Kernenergie zu friedlichen Zwecken von 1960 („Atomgesetz“)
- das Rundschreiben des Bundesministeriums für Wirtschaft vom 21.07.1964, in dem darauf hingewiesen wurde, dass der Bau von Kraftwerken unter einer Leistung von 300 MW nicht mehr freigegeben werden sollte („300 MW-Erlass“)¹.

Ein Höchstmaß an Stabilisierung erhielt das System durch das Energiewirtschaftsgesetz von 1935, das mit insgesamt 20 Paragraphen, von denen nur 16 mit Text hinterlegt waren, faktisch zu einer Selbstregulierung der Elektrizitätswirtschaft führte. Zahlreiche Anläufe zur Änderung dieses Freibriefs für die Stromkonzerne verpufften wirkungslos: (Hennicke u.a. 1985, S. 94 ff.; Tegethoff 1998, S.10 ff.)

- „Parker-Gutachten“ der Alliierten zur Entflechtung der deutschen Energiewirtschaft 1946/47,
- „Blauer Entwurf“ der kommunalen Spitzenverbände und der Verbände der Energiewirtschaft vom Dezember 1950,
- Leitsätze eines neuen Energiewirtschaftsrechts des Bundeswirtschaftsministeriums vom November 1955,
- Entwurf eines Gesetzes zur Neuordnung des Rechts der Versorgung mit leitungsgebundener Energie vom Mai 1973,

um nur einige der frühen Anstrengungen zu nennen. Die Gründe dafür lagen zum einen in der Einbindung der öffentlichen Hand und damit der Politik in die Unternehmen selbst bzw. in zahlreiche Aufsichts- und Beiräte, in der Befriedung der Industrie durch wettbewerbsfähige Strompreise und in einer Stadtwerklandschaft, die im Windschatten der Konzerne ein ruhiges und auskömmliches Leben führen konnte, wenn sie die Spielregeln einhielt.

Dieses in sich stabile System war letztlich ein Spitzenkartell zwischen den Stromkonzernen, der Politik und der Großindustrie zu Lasten Dritter – nämlich der Massenkunden im Haushalts- und Gewerbekundenbereich sowie der Umwelt. Aus sich selbst heraus wäre es in Deutschland sicherlich niemals aufzubrechen gewesen und hätte bis auf den heutigen Tag Bestand.

2 Erster Paradigmenwechsel durch Liberalisierung

Erste Widerstände, die sogenannten Energieversorgungsunternehmen (EVU) weiterhin als Black Box zu betrachten, die umfassend, sprich: auf allen Wertschöpfungsstufen, vom Wettbewerb abzuschirmen sind, regten sich bereits in den 80er Jahren. Dafür gab es im Wesentlichen zwei Gründe:

- Mit der Entwicklung des Gasturbinenkraftwerks war eine Stromerzeugungsoption verfügbar geworden, die das bislang scheinbar eherne Gesetz der Kostendegression bei der Stromerzeugung durch immer größere Kraftwerke durchbrach. Anlagen unter 200 MW waren plötzlich deutlich kostengünstiger als Groß-

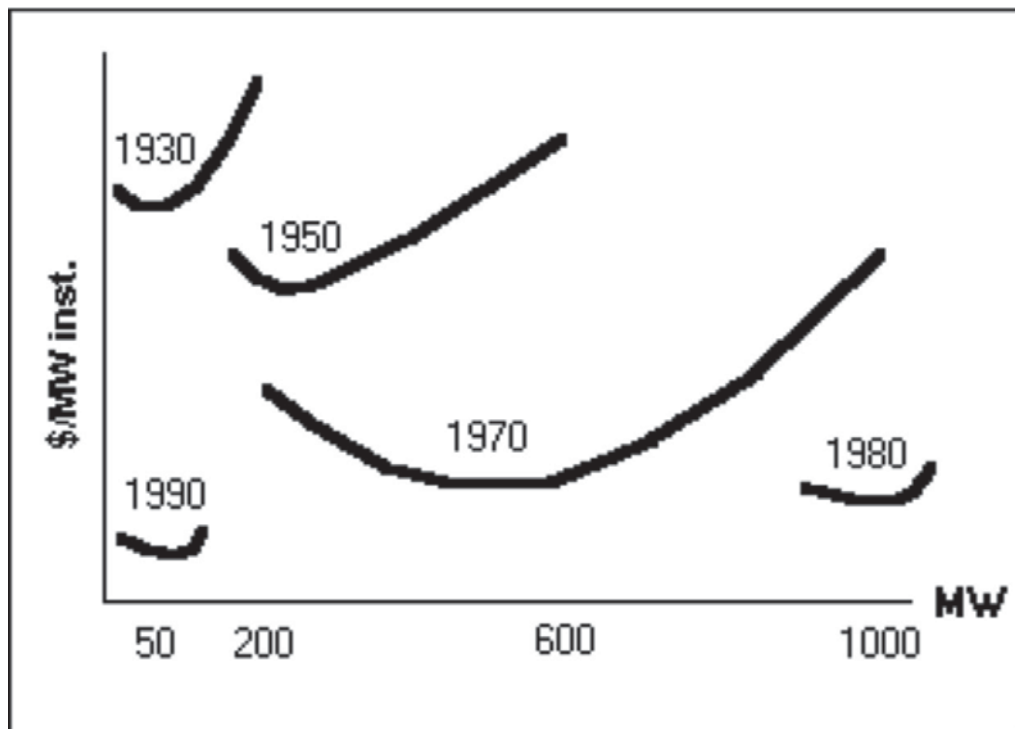


Abbildung 2: Entwicklung der Kostendegression bei Kraftwerken („economies of scale“). Quelle: Energieverwertungsagentur 2004

kraftwerke, und damit machte ein Ausschluss von Wettbewerb im Bereich der Stromerzeugung immer weniger Sinn (vgl. Abbildung 2).

- Nach der Verabschiedung des Weißbuchs für den Europäischen Binnenmarkt 1986 gab es die ersten Durchleitungsanfragen für Strom und Gas von Ländern, die dafür die Netze anderer Länder benutzen wollten (Linkohr 2006). Dadurch wuchs der Druck auf die Europäische Kommission, hier zu stärker binnenmarkt-orientierten Lösungen zu kommen.

Damit war der Weg zu einem Aufbrechen der verkrusteten Strukturen vorgezeichnet – nicht zuletzt auch durch den radikalen Liberalisierungs- und Privatisierungskurs von Margaret Thatcher in Großbritannien.

Im Kern ging und geht es bei der Liberalisierung des Stromsektors um eine Zerlegung der Wertschöpfung in Teilbereiche mit dem Ziel, in möglichst vielen dieser Bereiche wettbewerbliche Elemente zu verankern. Während dies für die Teilbereiche der Stromerzeugung und des Großhandels als unmittelbar möglich angesehen werden

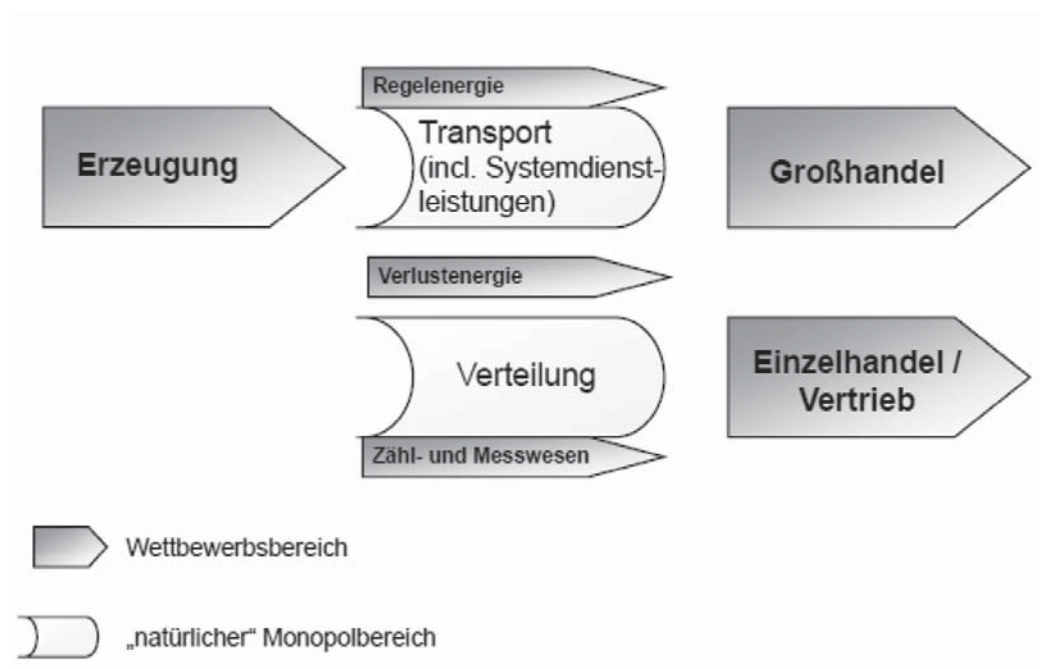


Abbildung 3: Wertschöpfung im Stromsektor. Quelle: eigene Darstellung

konnte, diese also die konzeptionellen Grundpfeiler der Strommarktkliberalisierung darstellten, wurden im Laufe des Diskussionsprozesses eine Reihe weiterer Teilbereiche identifiziert, in denen das ebenfalls für möglich erachtet wurde: Einzelhandel/Vertrieb, Regelenergiebeschaffung, Abdeckung von Verlustenergie in den Netzen sowie für das Zähl- und Messwesen. Abbildung 3 sortiert die Wertschöpfungsstufen des Stromsektors nach Wettbewerbs- und Monopolbereichen.

In den Wettbewerbsbereichen können dann Teilmärkte, Produkte und Abwicklungsformen unterschieden werden, die nahe legen, dass man besser nicht von einem „Strommarkt“, sondern vielmehr von einem komplexen „Stromsektor“ mit wohldefinierten Teilmärkten sprechen sollte (Abbildung 4).

Letztendlich bleibt damit nur der Netzbereich im engen Sinne als „natürliches Monopol“ vom Wettbewerb ausgeklammert, der folgerichtig daher staatlich reguliert werden muss.

Die Umsetzung dieses Paradigmenwechsels in der deutschen Elektrizitätswirtschaft wurde eingeleitet durch die erste europäische Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie von 1997, der noch zwei weitere in den Jahren 2003 („Beschleunigungsrichtlinie“) und 2009 („3. Binnenmarktpaket“) folgten. Seine nationale Konkretisierung erfuhr er jedoch erst mit dem novellierten Energiewirtschaftsgesetz 2005, also knapp zehn

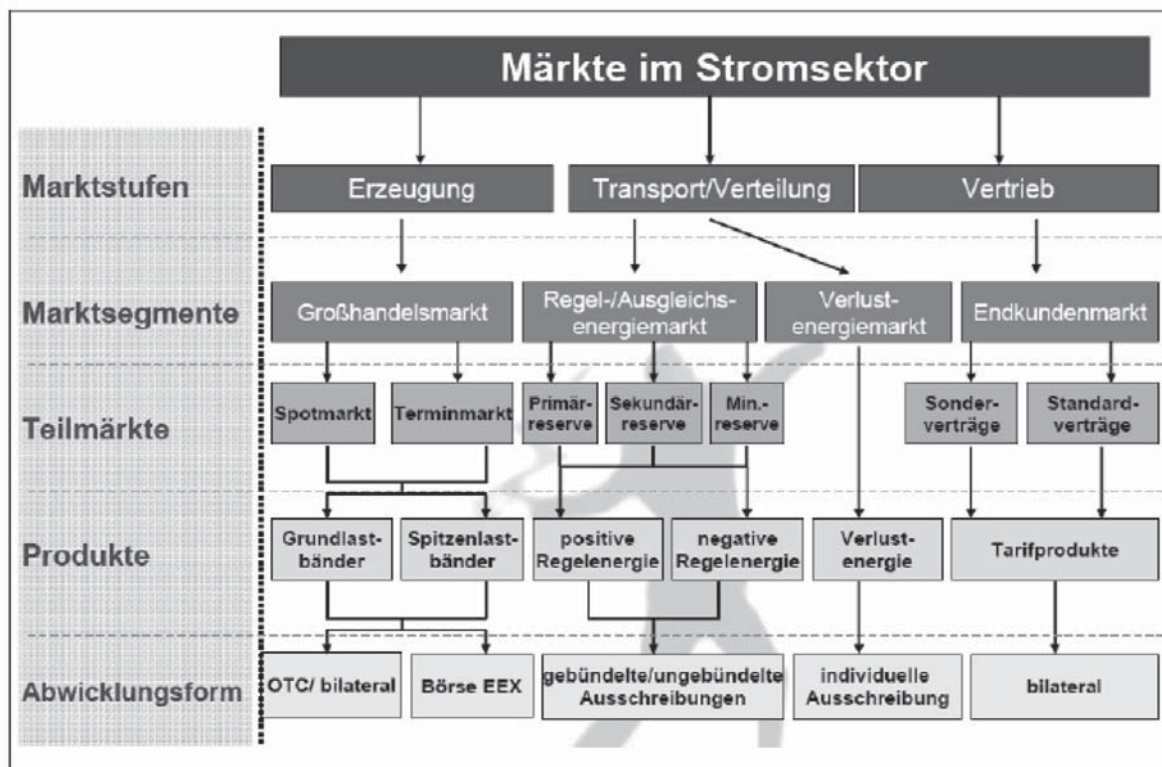


Abbildung 4: Märkte und Teilmärkte im Stromsektor. Quelle: IZES u.a., SEEKer 2008, S.70

Jahre nach der europäischen Weichenstellung. Daran sieht man bereits, wie schwer sich dieser Sektor mit Veränderungen tut und wie lange es braucht, sie politisch durchzusetzen.

Grob gesehen lassen sich zwei Phasen der Strommarkliberalisierung in Deutschland unterscheiden, die im Folgenden mit wenigen entscheidenden Aspekten charakterisiert werden sollen:

1. Phase: Institutionelles Pflichtprogramm mit Rücksicht auf die bestehenden Strukturen

a) Stromerzeugung

- Einführung einer grenzkosten(preis)orientierten Strombörse als Instrument für einen optimalen Kraftwerks-Dispatch
- Tolerierung eines intransparenten außerbörslichen Großhandelsmarktes

- Monitoring der Versorgungssicherheit durch das Bundeswirtschaftsministerium

b) Stromnetze

- Neutralisierung der Netze unterhalb einer eigentumsrechtlichen Entflechtungslösung
- Einführung einer Netzregulierung als Anreizregulierung und Einrichtung einer Regulierungsbehörde
- Monitoring der Versorgungssicherheit durch die Bundesnetzagentur

c) Systemstabilität / Systemdienstleistungen

- Festlegung der Übertragungsnetzbetreiber als Systemverantwortliche
- Sicherung der Systemstabilität in erster Linie durch konventionelle Großkraftwerke („Must-Run“-Kraftwerke)
- Wettbewerbliche Öffnung für Systemdienstleistungsbeiträge durch Ausschreibungsverfahren

2. Phase: Optimierung und Flankierung des liberalisierten Stromsektors

a) Stromerzeugung

- Minimierung des außerbörslichen Stromhandels und Verbesserung der Transparenz zur Unterbindung von Marktmanipulationen
- möglicherweise Flankierung des börslichen Kilowattstundenmarktes durch ein leistungs-/ lastbezogenes Anreizsystem zur langfristigen Absicherung eines ausreichenden Angebots mit öffentlicher Identifizierung des Bedarfs

b) Stromnetze

- eigentumsrechtliche Entflechtung zumindest des Übertragungsnetzes als Herzstück des Stromsystems
- Erweiterung der Anreizregulierung um eine Qualitäts- und Innovationsregulierung

c) Systemstabilität / Systemdienstleistungen

- Sicherung der Systemstabilität auch durch Beiträge des Lastmanagements und dezentraler Erzeugungsanlagen
- Optimierung des Zusammenspiels von Übertragungs- und Verteilernetzen zur kosteneffizienten Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Während Deutschland in den zurückliegenden zehn Jahren die erste Phase konzeptionell einigermaßen zufriedenstellend gestaltet hat, steht man nun am Beginn der zweiten Phase, für deren erfolgreiche Ausgestaltung noch eine Reihe von aktuell ungelösten Fragen beantwortet werden müssen. Dazu zählen die Folgenden:

- Erzeugung: Lässt sich der Zubau von ausreichenden Kapazitäten in einem grenzkostenbasierten Preisregime sicherstellen?
- Netze: Wie sieht eine Qualitäts- und Innovationsregulierung aus, die den langfristigen Netzerfordernissen Rechnung trägt?
- Systemdienstleistungen: Wie dezentral kann eine ökonomisch sinnvolle dezentralisierte Kontrollstruktur im Netz zur Erfüllung der Ansprüche an die Versorgungssicherheit sein?

Und über allem schwebt nach wie vor die Frage, wie sich die immer noch vorhandene signifikante Marktmacht der Stromkonzerne insbesondere in den Bereichen der Stromerzeugung und des Großhandels weiter auflösen lässt.²

Insgesamt lässt sich daher feststellen, dass der Liberalisierungsprozess in der deutschen Elektrizitätswirtschaft zwar fortgeschritten, aber bei weitem noch nicht abgeschlossen ist und eine Reihe von drängenden Problemen einer Lösung harren.

3 Zweiter Paradigmenwechsel durch Erneuerbare Energien

Die Erneuerbaren Energien schienen in Deutschland in den 80er Jahren bereits ihre Zukunft hinter sich zu haben, wenn man die immer schon genutzte Wasserkraft einmal außen vor lässt: Die größte Windkraftanlage der Welt – der GROWIAN mit einer Leistung von 3 MW und einem Rotordurchmesser von 100 m – war grandios gescheitert und zwischen 1983 und 1987 gerade einmal 420 Stunden in Betrieb gewesen. Die kommerzielle Nutzung der Solarenergie schien nicht vorstellbar, und die Nutzung von Biomasse war in Zeiten preiswerten Erdöls und Erdgases keine ernsthafte Option.

1990 jedoch tüftelten der CSU-Bundestagsabgeordnete Matthias Engelsberger und sein grüner Parlamentskollege Wolfgang Daniels einen Gesetzentwurf aus, der zumindest die kleinen Wasserkraftwerksbetreiber in Bayern und die Windenergie- und Solarbastler aus dem Schwitzkasten der Stromkonzerne befreien sollte: in gerade einmal fünf Paragraphen wurde geregelt, dass die Stromversorger den Strom aus diesen Anlagen abnehmen und eine feste Vergütung dafür zahlen mussten, die sie allerdings auf die Strompreise umlegen konnten.

Hinter diesem Stromeinspeisegesetz stand letztlich die Idee, einen geschützten Markt für Technologieentwicklungen zu schaffen und innerhalb dieses Marktes den Marktkräften zu vertrauen. Das Schlüsselement des Gesetzes waren die investitionssichernden Rahmenbedingungen, bei denen drei Komponenten zu unterscheiden sind:

- Marktzutritt der Erneuerbaren Energien gegen die Interessen der etablierten Energiewirtschaft durch eine Vorrangregelung;
- Ermöglichung der Finanzierung der Anlagen durch eine gesicherte Vergütung, die im Normalfall moderate, aber stabile Renditen garantiert;
- Anreize zum technischen Fortschritt durch eine outputorientierte Vergütung plus einer jährlichen Degression der Vergütung für Neuanlagen.

Das Gesetz wurde anfangs unterschätzt und als „Zehenwackelei“ abgetan (Berchem 2006), doch nach ersten sichtbaren Erfolgen im Bereich der Windenergie und der Biomasse waren die Energieversorger um Schadensbegrenzung bemüht: es sollte über viele Jahre keine Konferenz mehr vergehen, in der die Erneuerbaren Energien nicht mit dem Kampfbegriff „additiv“ in die Schranken gewiesen wurden. Diese Aktivitäten zeigten Wirkung dahingehend, dass der Gesetzgeber das Einspeisegesetz im Laufe der 90er Jahre nicht mehr an veränderte Preis- und Kostensituationen anpasste und damit ein Abbruch der Entwicklung drohte.

Doch im Jahr 2000 wurde mit der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetz durch die neue Bundesregierung diese Gefahr abgewendet. Es ließ die Logik der investitionssichernden Rahmenbedingungen unangetastet und entfachte mit deutlich erhöhten Vergütungssätzen für die unterschiedlichen Erneuerbaren Energien eine Dynamik, die Deutschland weltweit in eine Vorreiterrolle katapultierte. Im Unterschied zu Ländern, die sich bei der Nutzung Erneuerbarer Energien auf Hydrosysteme stützen können, sind es in Deutschland allerdings die fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) wie Wind und Sonne, die sich anschicken, zu Systemsäulen zu werden. Zugespitzt lässt sich das EEG dadurch als Nukleus einer neuen Energiewirtschaftsordnung begreifen, die sich neben einem hohen Anteil an FEE-Anlagen durch folgende Charakteristika auszeichnet:

- hohes Maß an Dezentralität;
- Akteursvielfalt, insbesondere Existenz eines breiten energiewirtschaftlichen Mittelstandes;
- moderate Renditen.

Grob gesehen lassen sich aus heutiger Sicht zwei Phasen des erneuerbaren Paradigmenwechsels unterscheiden, die im Folgenden in ihren prägenden Aspekten aufgefächert werden:

1. Phase: Von der Systemergänzung zur Systemherausforderung

a) Stromerzeugung

- breite Entwicklung und Verbesserung der Technologien zur Erneuerbaren Stromerzeugung

- Unbegrenzter Marktzutritt eines breiten Spektrums Erneuerbarer Energien durch gesicherte Vergütung
- Daraus resultierend Verdrängung konventioneller Stromerzeugung nach Kosten- und Flexibilitätskriterien

b) Stromnetze

- Teilweise Durchführung von Netzverstärkungen und Netzausbau, um dem Vorrang der zuwachsenden Erneuerbaren Energien Rechnung zu tragen
- Berücksichtigung von Strukturmerkmalen und entsprechenden Kostenanerkennungen im Rahmen der Anreizregulierung, um Netzbetreiber mit einem hohen Anteil dezentraler Erzeugung nicht zu benachteiligen

c) Systemstabilität / Systemdienstleistungen

- Einführung von Einspeise-/Engpassmanagement für FEE-Anlagen auf Grund von Stabilitäts- und Netzrestriktionen
- Zulassung von regelbaren Erneuerbaren Energien (REE) zur Regelenergiebereitstellung und damit zu den Systemdienstleistungen

2. Phase: Systemtransformation und Systemoptimierung

a) Stromerzeugung

- Absicherung des Ausbaus der heimischen FEE-Anlagen bis zu einer systemisch und ökonomisch sinnvollen Gesamtkapazität
- Ergänzung der heimischen FEE-Anlagen durch Importe aus europäischen und außereuropäischen EE-Anlagen, durch heimische REE-Anlagen und durch Speicher
- Sukzessives Herausfallen konventioneller Anlagen aus dem System nach Flexibilitätskriterien

b) Stromnetze

- Nationaler und grenzüberschreitender Ausbau des Übertragungsnetzes für einen überregionalen Lastausgleich sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene und darüber hinaus
- Errichtung einer zusätzlichen HGÜ-Infrastruktur auf der Übertragungsebene für den gleichen Zweck
- Weiterentwicklung der Verteilernetze zu „intelligenten Netzen“ zur Unterstützung eines dezentralen Lastausgleichs

c) Systemstabilität / Systemdienstleistungen

- Erbringung der Systemdienstleistungen und Sicherung der Systemstabilität durch Erneuerbare Energien im Verbund mit Speichern und Demand Side Management (DSM)

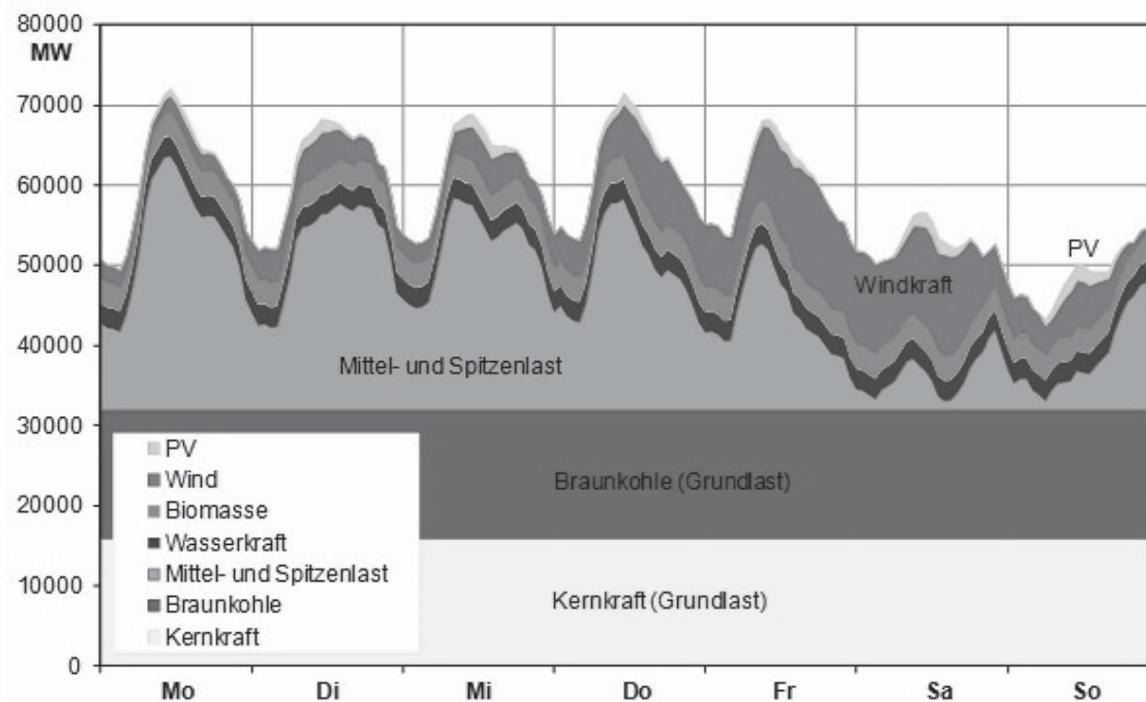


Abbildung 5a: Von der Grundlast- zur Residuallastwelt – Stromerzeugung über eine Juliwoche im Jahr 2010. Quelle: Quaschnig 2010

- Einbeziehung auch von Massenkunden in das DSM durch Steuerung von Geräten und Anwendungen bzw. durch tarifäre Anreize.

Der deutsche Stromsektor hat die erste Phase der Systemergänzung mittlerweile verlassen und befindet sich im Stadium der Systemherausforderung, was daran deutlich wird, dass die oben benannten notwendigen Aspekte des Paradigmenwechsels immer deutlicher an Grenzen stoßen, die ohne eine weitergehende Systemtransformation nicht überwunden werden können. Exemplarisch deutlich wird dies an der Erosion der „Grundlastwelt“, die von der „Residuallastwelt“³ abgelöst wird und inflexible Grundlastkraftwerke als Fremdkörper und Transformationsbarrieren offenbart (vgl. Abbildung 5).

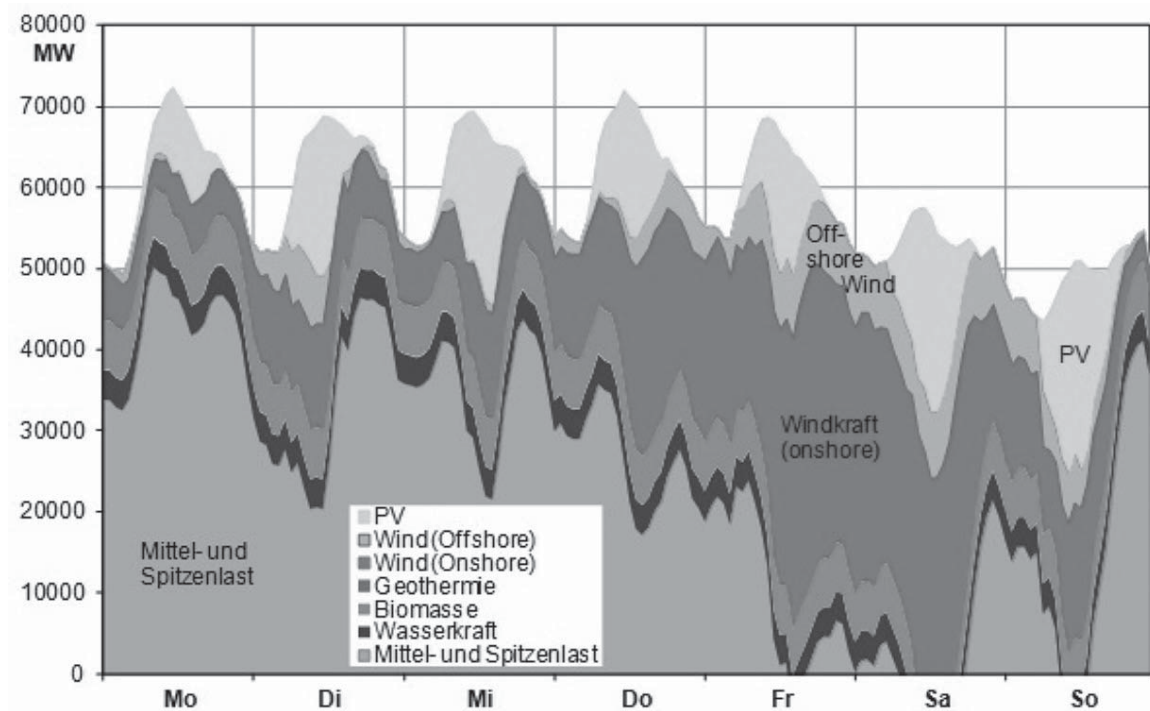


Abbildung 5b: Von der Grundlast- zur Residuallastwelt – Stromerzeugung über eine Juliwoche im Jahr 2020, Ausbau nach BEE-Prognose. Quelle: Quaschnig 2010

Der Sprung in die zweite Phase kann insofern nur gelingen, wenn die Politik unverrückbar daran festhält, dass die neue Energiewirtschaftsordnung und damit das neue Stromsystem vollständig erneuerbar sein muss.

Aktuell gibt es freilich auch bei der Vollendung dieses zweiten Paradigmenwechsels eine Reihe von ungelösten Fragen, die beantwortet werden müssten, darunter die folgenden:

- Erzeugung: Welches sind kurz-, mittel- und langfristig die ökonomisch und ökologisch sinnvollsten Optionen zum Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien? Wie sieht das Zusammenspiel von klein- und großräumigem Ausgleich aus?
- Netze: Wie sieht eine ökonomisch optimierte Netzstruktur für die 100-Prozent EE-Welt in Deutschland und in Europa aus? Wie rasch lässt sie sich realisieren?
- Systemdienstleistungen: Was bedeutet Systemsicherheit in der 100-Prozent EE-Welt? Ist es die gleiche einheitliche Art von Systemsicherheit wie die heutige? Welches Sicherheitsniveau wird für angemessen gehalten, und wer garantiert es?

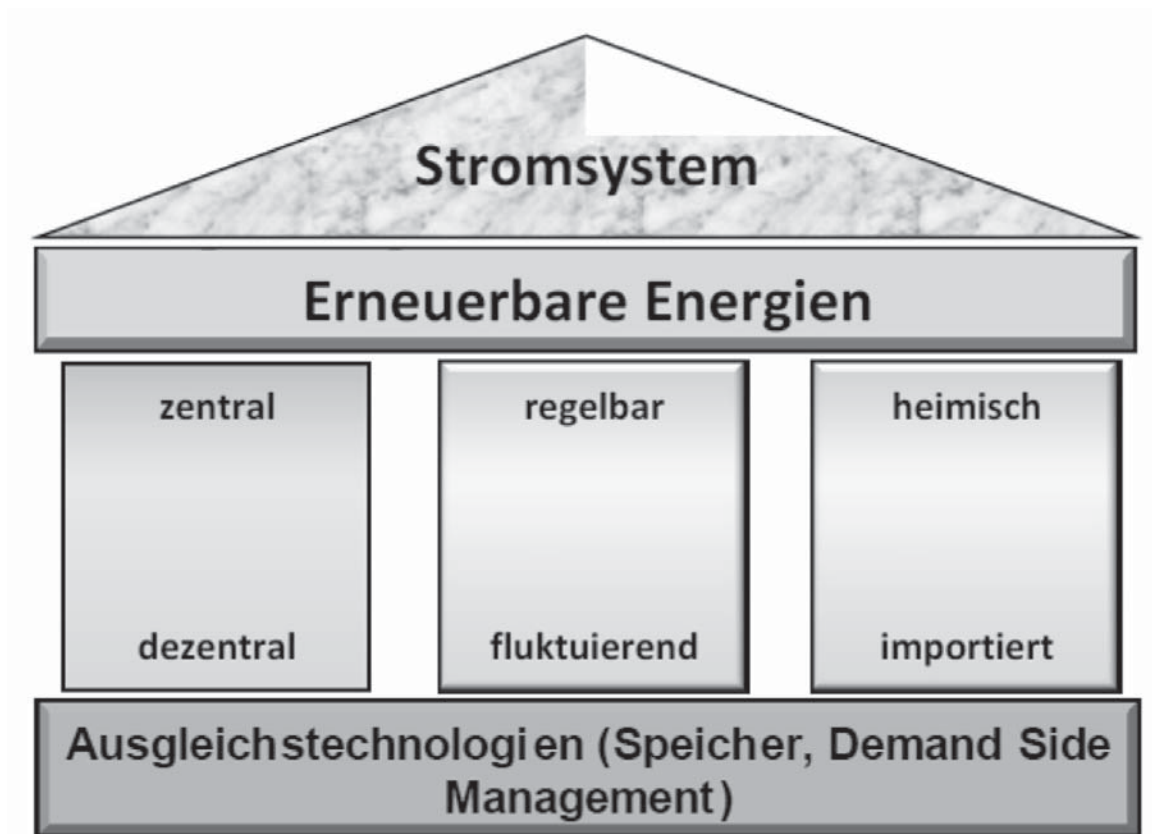


Abbildung 6: Das Stromsystem der neuen Energiewirtschaftsordnung. Quelle: eigene Darstellung

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Erneuerbaren Energien dabei sind, ihre bisherige Systemnische zu verlassen und systemgestaltend bzw. -prägend werden. Ein vollständig erneuerbares Stromsystem und den Weg dorthin zu gestalten sind allerdings Aufgaben, die konzeptionell und technologisch noch sehr viel umfassender erforscht werden müssen.

4 Herausforderungen des überlappenden Paradigmenwechsels – eine Agenda für die notwendige Systemtransformation

In einem vollständig erneuerbaren Stromsystem als Kernelement einer neuen Energiewirtschaftsordnung geht es letztlich um einen Mix zwischen regelbaren

und fluktuierenden, zentralen und dezentralen sowie heimischen und importierten Erneuerbaren Energien. Flankiert wird das System dann durch Speicher und die Einbeziehung der Verbraucher mittels Demand Side Management.

Die zentrale Fragestellung besteht darin, wie man das bestehende, nach wie vor vom zentralistischen Großverbund geprägte System in Deutschland in das neue System transformieren kann, und ob für eine solche Transformation das Liberalisierungsparadigma unverändert Gültigkeit besitzt.

Voraussetzungen zur Beantwortung dieser Fragestellung sind

- der Wille zur Überwindung alter Strukturen;
- die Erkenntnis, dass ex-ante die (technischen und akteursspezifischen) Vor- und Nachteile sowie die damit möglicherweise verbundenen Risiken von Fehlentscheidungen sehr schwierig zu bewerten sind; das gilt auch im Hinblick auf Fehlallokationen verschiedener Technologiemixe (die jeweils unterschiedliche Infrastrukturinvestitionen und Pfadabhängigkeiten mit sich bringen können);
- der Mut, den Systemwandel gleichwohl zu gestalten und die damit verbundenen Kosten trotz der gegebenen Unsicherheit zu akzeptieren.

Es liegt in der Natur der Sache, dass es bei einer solchen komplexen Fragestellung zur Zeit noch mehr offene Fragen als Antworten gibt und insofern eine Forschungsagenda zu formulieren ist, die möglichst rasch in den Fokus der Energiesystem- und Umsetzungsforschung gerückt werden sollte. Dabei ist diese stets vor dem Hintergrund der Opportunitätskosten des Nichthandelns bzw. der Aufrechterhaltung des Status quo zu sehen.

Im Folgenden werden für die Bereiche Stromerzeugung, Stromnetze und Systemstabilität/Systemdienstleistungen die wesentlichen Herausforderungen des überlappenden Paradigmenwechsels benannt und damit auch einige Elemente des jeweiligen Paradigmenwechsels in Frage gestellt.

4.1 Stromerzeugung

Das Herzstück des liberalisierten Stromsystems – die grenzkostenorientierte Preisbildung an der Strombörse – stößt im Liberalisierungsparadigma selbst an Grenzen, da auf dieser Basis möglicherweise zu wenige Anlagen zugebaut werden und damit die Versorgungssicherheit gefährdet wird (vgl. z. B. López-Peña et al. 2009 und die hier verwendete Literatur).

Verstärkt werden diese Bedenken durch die Auswirkungen der fluktuierenden Erneuerbaren Energien auf den Börsenpreis: hier ist eine negative Korrelation festzustellen, die bereits dämpfend auf den Börsenpreis einwirkt und sich bei zu-

Tabelle 1: Parallele Paradigmenwechsel: Stromerzeugung				
<i>Liberalisierungsparadigma – robuste Schritte</i>	<i>Liberalisierungsparadigma und Erneuerbare Energien: Problemfelder</i>	<i>Herausforderungen des überlappenden Paradigmenwechsels</i>	<i>Erneuerbare Energien-Paradigma und Liberalisierung: Problemfelder</i>	<i>Erneuerbare Energien-Paradigma – robuste Schritte</i>
Minimierung des außerbörslichen Stromhandels und Verbesserung der Transparenz	Inflexibilität der bestehenden konventionellen Kraftwerke	Marktinduzierte Flexibilisierung bestehender konventioneller Kraftwerke oder Ordnungsrecht?	Systemkonflikt zwischen FEE und konventionellen Kraftwerken	Absicherung des Ausbaus der heimischen FEE-Anlagen bis zu einer systemisch und ökonomisch sinnvollen Gesamtkapazität
möglicherweise Flankierung des börslichen Kilowattstundenmarktes durch ein leistungs-/lastbezogenes Anreizsystem zur langfristigen Absicherung eines ausreichenden Angebots	Merit Order-Effekt durch FEE; Börsenpreise sinken → Refinanzierung von Anlagen wird schwieriger	Marktinduzierter Zubau von Backup-Kapazitäten und Speichern oder Ergänzung des Marktes?	Grenzkosten-(preis)orientierter Markt erlaubt auf Dauer keine Refinanzierung von FEE-Anlagen	Ergänzung der heimischen FEE-Anlagen durch Importe aus europäischen und außereuropäischen EE-Anlagen, durch heimische REE-Anlagen und durch Speicher
		Refinanzierung von FEE-Anlagen durch ergänzte Märkte möglich?		

nehmendem Ausbau der FEE noch steigern wird („Merit-Order-Effekt“; vgl. z. B. Wissen/Nicolosi 2007).

Als erste Schlussfolgerung lässt sich daraus ableiten, dass der aktuelle Börsenmechanismus jedenfalls nicht geeignet sein wird, den Ausbau der FEE zu befördern – im Gegenteil würde er ihn eher abbremsen, wenn der Ausbau von ihm abhängen würden.

Ein weiterer im aktuellen System angelegter „Störfaktor“ ist die Existenz einer großen Anzahl inflexibler, überwiegend alter Großkraftwerke, die den Betrieb von FEE-Anlagen begrenzen können. Diese Kraftwerke, die von der Einführung der

Strombörse zunächst massiv profitiert haben⁴, gehören in dem neuen System zu den Verlierern, und ihre Betreiber könnten daran interessiert sein, den angestrebten Transformationsprozess zu verzögern. Ihre hinderliche Inflexibilität ist daher ökonomisch und ggf. ordnungsrechtlich wirksam zu adressieren.

Die folgende Tabelle 1 zeigt ohne Anspruch auf Vollständigkeit neben den bereits erwähnten robusten Schritten zur weiteren Umsetzung der beiden beschriebenen Paradigmen auch die Problemfelder, die sich durch die Parallelität der beiden Paradigmenwechsel ergeben, sowie einige wesentliche Herausforderungen, die es dabei zu meistern gilt.

4.2 Stromnetze

Ein vollständig erneuerbares Stromsystem, das sich wie in Deutschland insbesondere auf FEE-Anlagen stützen muss, hat nur geringe Freiheitsgrade im Hinblick auf die Standortwahl dieser Anlagen. Ausreichende Stromnetze im Übertragungs- und Verteilernetzbereich sind daher eine infrastrukturelle Voraussetzung für dieses System und letztlich ohne Alternative.

Der Systemkonflikt (vgl. dazu z. B. Nicolosi 2010) zwischen FEE-Anlagen und konventionellen Großkraftwerken macht es unabdingbar, jegliche Interessenüberschneidung zwischen Netz- und Kraftwerksbetreibern zu vermeiden. Das ist insbesondere für die Übertragungsnetzebene von grundlegender Bedeutung. Auf der anderen Seite legt dieses System ein intelligentes Netzlastmanagement auf Verteilernetzebene nahe, bei dem den Netzbetreibern der Zugriff auf dezentrale Erzeugungsanlagen ermöglicht werden muss und diese möglicherweise sogar ermuntert werden, dezentrale Anlagen errichten zu lassen oder gar selbst zu errichten („aktiver Netzbetreiber“, vgl. dazu IZES u.a., OPTAN 2008). Auf dieser Ebene kann demnach ein striktes Unbundling zwischen Netz und Erzeugung zu einem suboptimalen Netzlastmanagement führen, das der Intention der Liberalisierung widerspricht.

Im Hinblick auf die Netzregulierung ist einerseits eine Kostenminimierung erwünscht, andererseits sollte die Netzqualität und damit verbunden die Versorgungssicherheit darunter nicht leiden. Die Systemtransformation hin zum vollständig erneuerbaren Stromsystem zwingt zu einem Netzausbau, der durch die Regulierung unterstützt werden muss, damit er möglichst rasch realisiert werden kann. Netzregulierung darf hier nicht aus falsch verstandenem Kostensenkungsehrgeiz zum Engpassfaktor für die Systemtransformation werden.

Tabelle 2 zeigt wiederum ohne Anspruch auf Vollständigkeit robuste Schritte im Netzbereich zur weiteren Umsetzung der beiden Paradigmen, die Problemfelder,

Tabelle 2: Parallele Paradigmenwechsel: Stromnetze				
<i>Liberalisierungsparadigma – robuste Schritte</i>	<i>Liberalisierungsparadigma und Erneuerbare Energien: Problemfelder</i>	<i>Herausforderungen des überlappenden Paradigmenwechsels</i>	<i>Erneuerbare Energien-Paradigma und Liberalisierung: Problemfelder</i>	<i>Erneuerbare Energien-Paradigma – robuste Schritte</i>
eigentumsrechtliche Entflechtung des Übertragungsnetzes	Entflechtung der Verteilernetze von der dezentralen Erzeugung möglicherweise suboptimal	Regulatorische und institutionelle Absicherung des „aktiven“ Verteilernetzbetreibers	Neue Anforderungen an die Netzbetreiber konterkarieren möglicherweise den Rationalisierungsdruck	Nationaler und grenzüberschreitender Ausbau des Übertragungsnetzes für einen überregionalen Lastausgleich sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene und darüber hinaus
Erweiterung der Anreizregulierung um eine Qualitäts- und Innovationsregulierung	Überbetonung der Kosteneffizienz im Rahmen der Anreizregulierung führt möglicherweise zu Verzögerungen beim Netzausbau	Qualitäts- und Innovationsregulierung ohne Vernachlässigung des Rationalisierungsdrucks möglich?	Maximaler Netzausbau für Aufnahme der FEE-Kapazitäten möglicherweise ineffizient	Errichtung einer zusätzlichen HGÜ-Infrastruktur auf der Übertragungsebene für den gleichen Zweck
		Einführung zeit-/lastabhängiger Netztarife zur Senkung der Netzlast zielführend?		Weiterentwicklung der Verteilernetze zu „intelligenten Netzen“ zur Unterstützung eines dezentralen Lastausgleichs

die sich durch die Parallelität der beiden Paradigmenwechsel ergeben, sowie Herausforderungen, die dabei zu bestehen sind.

Tabelle 3: Parallele Paradigmenwechsel: Systemstabilität / Systemdienstleistungen

<i>Liberalisierungsparadigma – robuste Schritte</i>	<i>Liberalisierungsparadigma und Erneuerbare Energien: Problemfelder</i>	<i>Herausforderungen des überlappenden Paradigmenwechsels</i>	<i>Erneuerbare Energien-Paradigma und Liberalisierung: Problemfelder</i>	<i>Erneuerbare Energien-Paradigma – robuste Schritte</i>
Sicherung der Systemstabilität auch durch Beiträge des Lastmanagements und dezentraler Erzeugungsanlagen	Ausschreibungsmodalitäten für Systemdienstleistungen tragen Charakteristika Erneuerbarer Energien noch nicht ausreichend Rechnung	Sukzessiver Ersatz konventioneller Must-Run-Kraftwerke ohne Vernachlässigung der Versorgungssicherheit möglich?	Speicher bislang nicht reguliert, sondern im Zugriff der Großkraftwerksbetreiber	Erbringung der Systemdienstleistungen und Sicherung der Systemstabilität durch Erneuerbare Energien im Verbund mit Speichern und Demand Side Management (DSM)
Verlagerung von Systemverantwortung auch auf die Ebene der Verteilernetze	Festlegung des Sicherheitsniveaus möglicherweise durch FEE beeinflusst	Was bedeutet Systemsicherheit in der 100% EE-Welt? Ist es die gleiche einheitliche Art von Systemsicherheit wie die heutige?	DSM für Massenkunden derzeit nicht finanzierbar	Einbeziehung auch von Massenkunden in das DSM durch Steuerung von Geräten und Anwendungen bzw. durch tarifäre Anreize

4.3 Systemstabilität / Systemdienstleistungen

Ein Stromsystem, dessen wichtigste Säulen die FEE-Anlagen sind, bedarf eines besonders sorgfältig ausgestalteten Portfolios von Ausgleichsoptionen, um den geforderten Stabilitätsansprüchen gerecht zu werden. In einem vollständig erneuerbaren System müssen letztlich die Erneuerbaren Energien selbst die benötigten Systemdienstleistungen bereitstellen können, was ohne die Einbeziehung von Speichern nicht möglich sein dürfte.

In der Transformationsphase besteht die Hauptaufgabe darin, die konventionellen Großkraftwerke als „Must-Run“-Kraftwerke weitgehend überflüssig zu machen, damit sie nicht weiterhin die Systemdienstleistungsmärkte dominieren. Das wird möglicherweise eine Zeitlang nur durch flexible Gasturbinenkraftwerke und GuD-

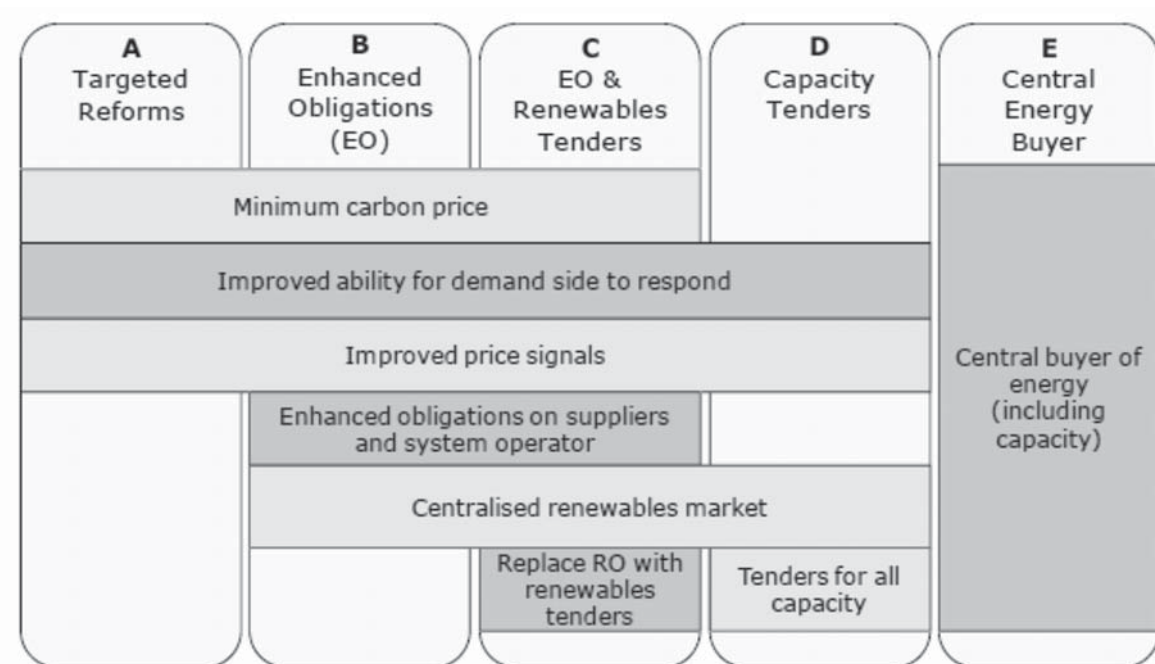


Abbildung 7: Strategische Optionen der britischen Regulierungsbehörde OFGEM zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit unter Einhaltung der Klimaschutzziele. Quelle: OFGEM 2010, S.3

Anlagen gelingen können, wobei hier den KWK-Anwendungen Vorrang einzuräumen ist. Parallel dazu sind sowohl der überregionale Ausgleich Erneuerbarer Energien als auch eine differenzierte Speicherlandschaft zu entwickeln, um den Erdgaseinsatz auf eine Übergangsphase begrenzen zu können.

Tabelle 3 zeigt ähnlich wie die beiden vorangegangenen Tabellen robuste Schritte sowie Problemfelder der beiden illustrierten Paradigmen im Hinblick auf die Sicherung der Systemstabilität und die Bereitstellung der Systemdienstleistungen auf und ergänzt diese durch Fragestellungen, die sich durch die Herausforderungen des überlappenden Paradigmenwechsels ergeben.

Insgesamt lässt sich konstatieren, dass der überlappende Paradigmenwechsel zumindest während der Transformationsphase einer Reihe von Herausforderungen begegnet, die sich nicht allein durch Vertrauen auf die bisherigen Teilmärkte des Stromsektors bewältigen lassen. Es ist offensichtlich, dass dem Staat hierbei wieder eine größere Rolle zukommt – nicht nur bei der Weiterentwicklung der bisherigen institutionellen Arrangements, sondern auch bei der Gewährleistung

von Versorgungssicherheit und der zügigen Ausräumung von Inflexibilitäten im bestehenden System.

Selbst im Mutterland der Liberalisierung – in Großbritannien – wird ob dieser Herausforderungen eine sehr viel stärkere Rolle des Staates keineswegs ausgeschlossen; hier wird ein „central energy buyer“ angedacht, der die Strombörse vollständig ersetzen und allen Stromanbietern wohl die Preise zahlen würde, die sie benötigen, um zu überleben. Dies würde die Ausweitung des EEG-Gedankens auf die gesamte Stromerzeugung inkl. Speicher bedeuten und nur dann funktionieren können, wenn man sich über die Zusammensetzung des Kraftwerksparks vorher verständigt hätte. Abbildung 7 illustriert die konzeptionellen Überlegungen der britischen Regulierungsbehörde OFGEM zum Thema Versorgungssicherheit unter Einhaltung der Klimaschutzziele.

5 Energiekonzept 2010: Rollback?

Das aktuelle Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010 scheint zunächst den Paradigmenwechsel hin zu einem vollständig erneuerbaren Stromsystem zu unterstützen: bis 2020 sollen 35 Prozent, bis 2050 80 Prozent des Stromverbrauchs aus Anlagen der Nutzung Erneuerbarer Energien stammen. Der unbegrenzte Einspeisevorrang und das EEG sollen erhalten bleiben, letzteres freilich soll ergänzt und „effizienter“ gestaltet werden.

Die dem Energiekonzept zugrunde liegenden Energieszenarien sprechen freilich eine andere Sprache: nach ihnen soll der Ausbau der dezentralen Erneuerbaren Energien in Deutschland bereits in diesem Jahr deutlich abgesenkt und ab 2020 fast auf Null gefahren werden. Abbildung 8 illustriert die Szenarientwicklung.

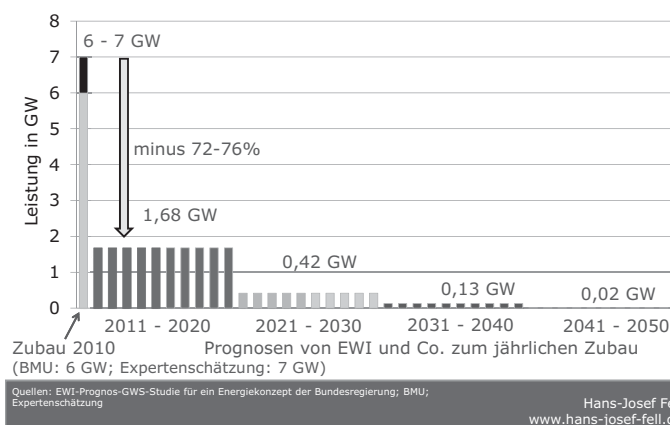
Zu diesem Bild passt auch, dass aktuelle Ausgleichsoptionen für die fluktuierende Erzeugung wie Gasturbinenkraftwerke oder KWK-Anlagen im Energiekonzept gar nicht vorkommen.

Wenn man das Ausbauziel ernst nimmt, verbleibt demnach als einzige Option zur Erfüllung dieses Ziels der massive überregionale Stromtransport aus zentralen Anlagen, sei es aus Offshore-Windparks oder aus solarthermischen Großanlagen in Südeuropa und Nordafrika. Und diese Optionen werden nicht nur über das EEG gefördert, sondern durch

- ein Sonderprogramm „Offshore Windenergie“ mit einem Kreditvolumen von insgesamt 5 Mrd. Euro (S. 8);
- mittelfristig eine Ausschreibung bei Wind-Offshoreanlagen statt einer Förderung mit festen Vergütungssätzen (S. 8) – bei Ausschreibungen lassen sich die

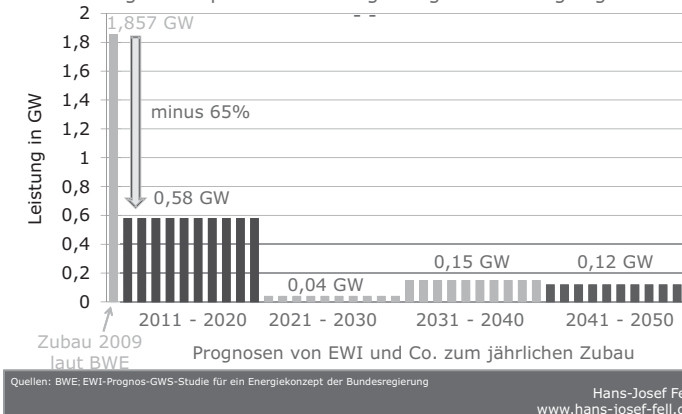
Jährlicher Photovoltaikzubau in Deutschland

dem Energiekonzept der Bundesregierung zu Grunde gelegte Zahlen



Jährlicher Onshore-Windkraftzubau in Deutschland

dem Energiekonzept der Bundesregierung zu Grunde gelegte Zahlen



Jährlicher Biomassezubau in Deutschland

- dem Energiekonzept der Bundesregierung zu Grunde gelegte Zahlen -

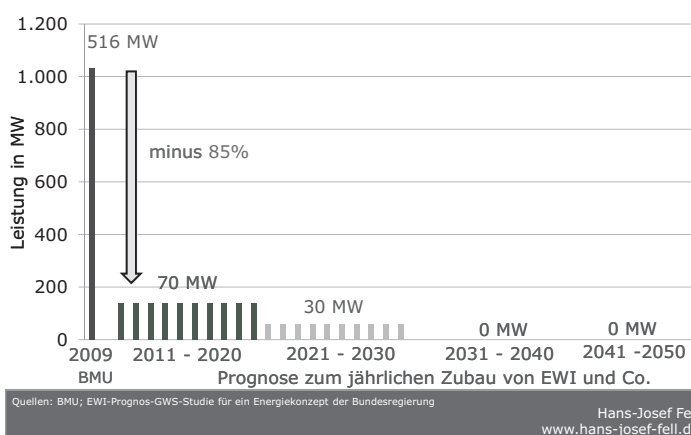


Abbildung 8: Jährlicher Ausbau der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung 2011-2050 nach den Energieszenarien der Bundesregierung. Quelle: Fell (2010) auf der Grundlage der Energieszenarien zum Energiekonzept

Renditeanforderungen von Konzernen möglicherweise besser realisieren als bei festen Vergütungssätzen;

- Entwicklung eines Solarplans der Europäischen Union für das Mittelmeer und Identifizierung der Rahmenbedingungen für eine Umsetzung des Desertec-Vorhabens (S. 31).

Kurzum, man kann sich des Eindrucks nicht erwehren, dass wieder einmal gelten soll: „big is better“. Möglicherweise war es die Intention des Energiekonzepts der Bundesregierung, im Gewande der Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke die Weichen neu zu stellen für eine zentrale Nutzung der Erneuerbaren Energien bei gleichzeitigem Auslaufen des dezentralen Ausbaus in Deutschland selbst. Der Regenerativmix der Zukunft wäre dann zentral, importiert und so wenig wie möglich fluktuierend.⁵

Diese Rechnung geht nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima nicht mehr auf: Aller Voraussicht nach wird nun nicht nur der Ausstieg aus dem Ausstieg wieder korrigiert, auch der schnelle und ehrgeizige Ausbau der dezentralen Erneuerbaren Energien scheint über alle Parteien hinweg aktuell Konsens zu sein. Inwieweit die „alten Mächte“ diese Entwicklung mittragen oder nicht, scheint mittlerweile eine zweitrangige Frage zu sein, die für die grundsätzliche Umgestaltung des Stromsystems nicht mehr beantwortet werden muss.

6 Ausblick

Ein vollständig erneuerbares Stromsystem, wie es sich mit dem EEG als Nukleus derzeit in Deutschland entwickelt, ist kein Selbstläufer, sondern bedarf klarer Rahmenbedingungen und einer Vielzahl unterstützender Akteure. Um auf diesem Weg weiter voranzukommen, sind u.a. folgende Eckpfeiler politisch durchzusetzen:

- Beibehaltung investitionssichernder Rahmenbedingungen für den energiewirtschaftlichen Mittelstand;
- Stärkung kommunaler unternehmerischer Ansätze;
- Weitere Entmachtung der großen Stromkonzerne durch Entflechtung; Gründung einer mehrheitlich öffentlichen Netz AG für die Übertragungsnetze;
- Möglichst rasche Stilllegung inflexibler Großkraftwerke, insbesondere der Atomkraftwerke;
- Schaffung neuer Flexibilitätsmärkte zur Flankierung der fluktuierenden Erzeugung.

Die Novellierung des EEG zum 01.01.2012 sollte den Ansatz der grundlegenden Systemtransformation des Stromsystems in den Vordergrund stellen und sich nicht auf den Weg einer suboptimalen Integration der Erneuerbaren Energien in das bestehende Großverbundsystem begeben. Dies gilt umso mehr, als dass es das Ziel sein sollte, bei der nächsten EEG-Novellierung das EEG mit dem Energiewirtschaftsgesetz zusammen zu führen und dadurch einen einheitlichen Rechtsrahmen für die künftige Regenerativwirtschaft zu schaffen.

Anmerkungen

1. Dort heißt es wörtlich: „Unter Berücksichtigung der derzeitigen Versorgungsverhältnisse in der Bundesrepublik und des Erfordernisses einer weitgehenden Standardisierung und Kostensenkung beim Bau von Kraftwerken wird bis auf weiteres die Leistung von 300 MW als Richtgröße für die Aufstellung neuer Maschineneinheiten zugrunde gelegt. ... Bauvorhaben, die diesen Grundsätzen nicht entsprechen, werden nicht freigegeben. Sollte ein anzeigendes EVU eine rechtsmittelfähige Entscheidung verlangen, so wird das Vorhaben untersagt, weil Gründe des Gemeinwohls es erfordern.“
2. Vgl. dazu die aktuelle Untersuchung des Bundeskartellamtes vom Januar 2011 (BKA 2011).
3. Unter Residuallast versteht man die Differenz zwischen Nachfragelast und fluktuierender Einspeisung.
4. Viele Großkraftwerke waren zum Zeitpunkt der Einführung der Strombörse bereits vollständig abgeschrieben und fahren seither im „goldenen Ende“, das ohne die grenzkostenorientierte Preisbildung wohl weniger golden ausgefallen wäre. Ökonomen sprechen hier von „stranded benefits“, die immer dann anfallen, wenn Akteure ohne eigene Leistung von einem Systemwechsel profitieren.
5. Solarthermische Kraftwerke lassen sich mit günstigen Wärmespeichern als Grundlastkraftwerke betreiben; Offshore-Windparks kommen auf knapp 4.000 Volllaststunden; ihr Überschussstrom lässt sich zur Wasserstoffherstellung verwenden.

Literatur

Berchem, Andreas, Das unterschätzte Gesetz, Die ZEIT vom 25. September 2006

Energieverwertungsgesellschaft/EVA: Zugriff auf Homepage-Graphik 2004

Faridi, Alexander, Zentrale vs. dezentrale Stromerzeugung – Was können wir aus der historischen Entwicklung der Energiewirtschaft für die Zukunft lernen?, Vortrag auf dem Kongress des Bundesverbandes Kraft-Wärme-Kopplung (BKWK), 15.11.2007

Fell, Hans-Josef, Das Energiekonzept der Bundesregierung im Vergleich (Foliensatz), Berlin 2010, download unter http://www.hans-josef-fell.de/content/index.php?option=com_docman&task=cat_view&gid=27&Itemid=108

Hennicke, Peter/Johnson, Jeff/Kohler, Stephan/Seifried, Dieter, Die Energiewende ist möglich. Für eine neue Energiepolitik der Kommunen, 1985

IZES/Öko Institut/BET Aachen/isusi/Dr. Dornbach & Partner, Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (OPTAN). Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Juli 2008

IZES/FH Berlin/Uni Würzburg/Dr. Dornbach & Partner, Strom aus Erneuerbaren Energien im Kontext des aktuellen und künftigen nationalen und europäischen Energiewirtschaftsrechts (SEEKER), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 19. September 2008

Linkohr, Rolf, Der europäische Strommarkt im zehnten Jahr der Liberalisierung – eine Bilanz. Vortrag auf der VRE-Jahrestagung in Berlin am 31. Mai 2006

López-Peña, Álvaro; Centeno, Efraim; Barquin, Julián, Long term issues to be addressed by regulators in liberalised electricity systems: generation adequacy and indicative planning. Justification, available mechanisms, and a simulation study on some concrete policies, EUI Working Paper RSCAS 67/2009

Nicolosi, Marco, Wind Power Integration and Power System Flexibility. An Empirical Analysis of Extreme Events in Germany under the New Negative Price Regime. Köln: Institute of Energy Economics at the University of Cologne. EWI working paper 10/01, 2010.

OFGEM, Project Discovery: Options for delivering secure and sustainable energy supplies, London, 3. Februar 2010

Quaschnig, Volker, Grundlastkraftwerke: Brücke oder Krücke für das regenerative Zeitalter? in: Sonne Wind & Wärme 05/2010, S. 10–15

Tegethoff, Wilm, Die Entwicklung des deutschen Energiewirtschaftsrechts bis zur Neuordnung im Jahre 1998 – Vergängliches und Bleibendes, in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 97 (1998), Heft 13, S.9–17

Wissen, Ralf/Nicolosi, Marco, Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order Effekt der Erneuerbaren Energien, EWI Working Paper,