

Konsultation zum Entwurf des Netzentwicklungsplan 2012

06.07.12

Sehr geehrte Damen und Herren,

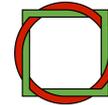
hiermit nehmen die unten genannten Autoren Stellung zu oben genanntem Konsultationsverfahren. Diese konzentriert sich auf die fünf aus unserer Sicht wichtigsten Punkte.

1. Fehlende Risikobetrachtung
2. Notwendige Abbildung eines zukünftigen Marktregimes
3. Notwendige Modellierung der Flexibilität im elektrischen Energiesystem
4. Inkorrekte Wiedergabe der politischen Ziele
5. Mangelnde Transparenz

Im Folgenden werden diese Punkte erläutert.

Mit freundlichen Grüßen

Arjuna Nebel, Hans-Jochen Luhmann, Sascha Samadi, Frank Merten



Fehlende Risikobetrachtung

Der Entwurf des Netzentwicklungsplans setzt als wesentliche Strategie auf vier lange HGÜ-Trassen von Nord nach Süd. Methodisch ist dies das Ergebnis einer speziellen Form wirtschaftlicher Optimierung, der Kostenminimierung. Bei ihr sind der Fahrplan der Energiewende und ihrer Zubauvorhaben bezüglich der erneuerbaren Energien gesetzt. Implikation des speziellen methodischen Ansatzes der Kostenminimierung ist, Determiniertheit der Zukunft und ihre Kenntnis vorauszusetzen. Eine alternative Form wirtschaftlicher Optimierung ist die (risikothoretisch fundierte) Portfolio-Optimierung. Diese berücksichtigt, dass die Zukunft offen ist und es in der Wirklichkeit Planabweichungen, unerwartete Hemmnisse und Risiken in der Umsetzung gibt. Eines der naheliegenden Risiken ist eine Verzögerung in der Fertigstellung der vier HGÜ-Trassen von Nord nach Süd – da die Existenz und Funktionsfähigkeit dieser „Superstruktur“ Bedingung für den fahrplangemäßen Vollzug des Zubaus der erneuerbaren Energien-Anlagen ist, würde im Fall des Eintretens dieses Risikos eine netzseitig determinierte Verzögerung der ganzen Energiewende die Folge sein. Das in Kauf zu nehmen, scheint uns ein unzumutbares Risiko zu sein.

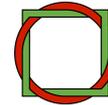
Wir plädieren deshalb dafür, dass der NEP mit Hilfe einer Risikobetrachtung zu einer Portfolio-Optimierung ausgebaut und entsprechend um Handlungsoptionen ergänzt wird. Wir vermuten, dass es, um die skizzierte Rückwirkung auf den zeitlichen Prozess der Energiewende zu vermeiden, notwendig ist, parallel zum Netzausbau (via HGÜ-Superstruktur) den Rahmen für eine dezentrale Beeinflussung der Lastflüsse zu schaffen. Beispielsweise könnte dieses über gezieltes Last- und Speichermanagement mit dezentralen Anlagen geschehen. Dies einzurichten mag, in reiner Kosten-Betrachtung unter Ausblendung des Risikos, (kurz bis mittelfristig) teurer sein als ein Netz allein mit Superstruktur – solche ergänzenden Maßnahmen können aber viel schneller implementiert werden und zudem können sie helfen, das angeführte Großrisiko deutlich zu reduzieren.

In diesem Zusammenhang fällt ein weiteres Risiko ins Auge: Die vorgeschlagene HGÜ-Super-Struktur ist eine „kritische Infrastruktur“ par excellence. Auch unter diesem Aspekt sehen wir die Notwendigkeit, die Möglichkeit einer dezentralen Beeinflussung der Lastflüsse als wichtigen Beitrag zur Sicherung der Netzstabilität zu berücksichtigen, auch wenn sie aus einer rein kostenminimierenden Sichtweise als redundant und damit (unnötig) aufwändig erscheinen mag.

Notwendige Abbildung eines zukünftigen Marktregimes

Das verwendete Kraftwerkseinsatzmodell optimiert den Kraftwerkseinsatz nach Grenzkosten auf einem Energy-Only-Markt. Diese Annäherung an einen realen Kraftwerkseinsatz ist für eine Betrachtung des heutigen Marktregimes zutreffend. Dieses Regime passt aber absehbar nicht mehr zu dem von der Bundesregierung angestrebten Zustand des Elektrizitätssystems. Die Konstanz des heutigen Marktregimes ist deswegen keine „wahrscheinliche“ Entwicklung im Sinne von § 12 a EnWG. Zukünftige Märkte werden keine Energy-Only-Märkte ohne regionalen Bezug und ohne zeitliche/lastabhängige Differenzierung des gehandelten Gutes mehr sein.¹ Die zukünftig unvermeidbare Änderung im Marktregime aber hat einen entscheidenden Einfluss auf Umfang und räumliche Struktur des notwendigen Netzausbaus

¹ Deutlich wird dies unter anderem im „Eckpunktepapier „Smart Grid“ und „Smart Market“ der Bundesnetzagentur vom Dezember 2011 sowie in der aktuellen Studie „Untersuchungen für ein zukunftsfähiges Strommarktdesign“ des Energiewirtschaftlichen Instituts zu Köln vom April 2012.



und ist aus diesem Grund schon bei der Ausbauplanung zu berücksichtigen.

Notwendige Modellierung der Flexibilität im elektrischen Energiesystem

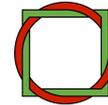
Die Marktmodellierung, die zum vorliegenden Entwurf des Netzentwicklungsplan 2012 führt, berücksichtigt zahlreiche Möglichkeiten zur Flexibilität im elektrischen Energiesystem, also zum (dezentralen) Ausgleich, nicht. In der Konsequenz kann der Netzausbaubedarf überschätzt worden sein. In welcher Größenordnung und ob es eine wesentliche Größenordnung ist, kann ohne Verfügung oder zumindest detaillierte Informationen und Kenntnisse über das Modell nicht abgeschätzt werden. In diesem Sinne sei auch auf den Kommentar bzgl. der Transparenz weiter unten hingewiesen.

Nachfolgend wird auf einige Beispiele fehlender Flexibilität eingegangen. Es sei ausdrücklich erwähnt, dass der Mangel damit nicht erschöpfend aufgelistet ist.

1. Die Möglichkeit des Lastmanagements wird nicht berücksichtigt. Dies ist nicht nachvollziehbar. In ähnlichen Marktsimulationen wird die Möglichkeit zum Lastmanagement schon seit Jahren berücksichtigt. (vgl. DIME Modell des EWI in der Dena II Studie – dena 2010)
2. Die Festlegung einer rein wärmegeführten Betriebsweise bei KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 300 MWel ist unrealistisch und bedingt unnötigerweise nennenswerte Inflexibilitäten in der Modellierung.
3. Bei KWK-Anlagen mit vorhandenen Wärmespeichern ist eine zeitliche Entkoppelung vom Anfall des Wärmebedarfs möglich. Die Möglichkeit eines solchen Einsatzes gilt es zu berücksichtigen.
4. Der Umfang des vorzuhaltenden Bedarfs an thermischer Kraftwerksleistung zur Erbringung von Systemdienstleistungen ist nicht ausgewiesen worden. Insbesondere ist nicht klar, inwieweit dieser Systemdienstleistungs- und Reservebedarf zu einem Mindestbetrieb von konventionellen Kraftwerken führt und welcher Anteil daran durch dezentrale Kraftwerke, Speicher und EE hätte übernommen werden können. Die Möglichkeit einer dezentralen Bereitstellung von Reserveleistung ist zu berücksichtigen.
5. Der mögliche, marktlich getriebene Lastfolgebetrieb von Kraftwerken, die Biomasse (inkl. Biogas) einsetzen (sei es zu 100 %, sei es anteilig), wird unzureichend abgebildet. Für neu zu errichtende Anlagen mit Biomasseeinsatz ist im vorliegenden Entwurf angenommen, dass sie mit vordefinierter Last fahren. Das ist zu revidieren in eine Annahme, welche einen Anteil berücksichtigt, zu dem neu errichtete Biomasseanlagen einen stromgeführten Betrieb auf Grund der EEG-Direktvermarktung wählen. Eine entsprechende Annahme ist hinsichtlich der Biomassemitverbrennung in Großkraftwerken zu treffen.

Inkorrekte Wiedergabe der politischen Ziele

In § 12a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) heißt es, dass die im Rahmen des NEP zu erstellenden Szenarien „für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken“ sollen. In dem Entwurf des Netzentwicklungsplans werden in Abschnitt 4.2.6 bei dem Vergleich der Ergebnisse der Szenarien mit den energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung letztere jedoch zum Teil falsch bzw. unpräzise

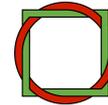


widergegeben. Das bedeutet, dass die ÜNB selbst nicht geprüft haben, ob ihr Plan-Entwurf den (tatsächlichen) gesetzlichen Vorgaben entspricht. Das sollte nachgeholt und das Ergebnis veröffentlicht werden.

Die falsche bzw. unpräzise Widergabe betrifft insbesondere die Bezugnahme auf das energiepolitische Ziel der Bundesregierung, den Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsystem kontinuierlich zu erhöhen. Maßgeblich hierfür sind nicht ursprüngliche Äußerungen der Bundesregierung, sondern ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).² In dem heißt es in § 1, dass „dieses Gesetz das Ziel [verfolgt], den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens zu erhöhen auf [...] 35 Prozent spätestens bis zum Jahr 2020 [und] 50 Prozent spätestens bis zum Jahr 2030“. Da der dort verwendete Begriff im Nenner („Stromversorgung“) nicht eindeutig klärt, ob sich die genannten Anteilswerte auf die Erzeugungsseite oder auf die Verbrauchsseite beziehen, ist zur Klärung auf das offensichtlich als Grundlage für die Zielformulierung im EEG dienende Energiekonzept der Bundesregierung zu verweisen, in dem unmissverständlich, in Übereinstimmung mit übergeordnetem EU-Recht, von dem „Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch“ die Rede ist. Die ÜNB setzen die Werte für die Anteile erneuerbarer Energien im Stromsystem jedoch in Bezug zur Nettostromerzeugung, nicht zum Bruttostromverbrauch. Sie versuchen die Einhaltung des Kriteriums nach § 12a EnWG also am falschen Maßstab zu prüfen. Den Vergleich am rechtlich korrekten Maßstab bitten wir nachzuliefern. Dass in der Widergabe der Ziele der Bundesregierung bei den ÜNB für die jeweiligen Zieljahre die Wörter „mindestens“ sowie „spätestens“ fehlen, sei am Rande angemerkt.

In Bezug auf den Umgang mit den energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung im NEP-Entwurf ist zudem darauf hinzuweisen, dass die vorgenommene Überprüfung der Einhaltung der Treibhausgasreduktionsziele Deutschlands in den Szenarien nur unter Vorbehalt akzeptiert werden kann, da von der Bundesregierung lediglich Ziele in Bezug auf die gesamten deutschen Treibhausgasemissionen formuliert wurden. Im NEP-Entwurf wird umstandslos und ohne Thematisierung eine proportionale Übernahme dieser Minderungs-Zielwerte für den gesamten Treibhausgasausstoß auf den (energiebedingten) CO₂-Ausstoß gewählt. Das ist u. E. nicht konsistent mit dem fachlichen und politischen Sachstand. So wird z. B. fachlicherseits erwartet, dass die energiebedingten CO₂-Emissionen aus technisch-ökonomischen Gründen in den nächsten Jahrzehnten überproportional gegenüber den anderen Treibhausgasemissionen reduziert werden können. Insofern kann insbesondere in Bezug auf die Ergebnisse des Szenarios B 2032 angezweifelt werden, ob die für dieses Szenario erwartete Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen um 54 % im Jahr 2032 (gegenüber 1990) ausreichend ist, um das Ziel der Bundesregierung einer 55-prozentigen Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 einzuhalten. Jedenfalls ist eine unterproportionale Reduktion der Emissionen im Energiesektor eine ökonomisch deutlich ineffiziente Lösung, weshalb sie dem Kriterium der „Wahrscheinlichkeit“ in § 12a EnWG widerspricht.

² Das im Sommer 2011 novellierte EEG hat unter Mitwirkung des Bundesrates die von der Bundesregierung ursprünglich im Energiekonzept von Herbst 2010 dargelegte Zielformulierung angepasst, indem vor jeden Zielwert das Wort „mindestens“ und vor jede Jahresangabe das Wort „spätestens“ ergänzt wurden.



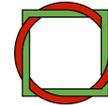
Hinzu kommt, dass das von der Bundesregierung innerhalb ihres Energiekonzepts formulierte Ziel einer Reduktion des Primärenergiebedarfs (um 20 % bis 2020 gegenüber 2008) im NEP-Entwurf so (um-)definiert wird, als ob sich dieses Ziel lediglich auf den fossilen Primärenergiebedarf bezieht. Hierfür sind uns jedoch keine Anhaltspunkte in Dokumenten der Bundesregierung bekannt, und die Formulierung von Einsparzielen, die auf die Nutzung aller Energieträger abzielt, kann neben dem Ziel des Ausbaus der erneuerbaren Energien als durchaus sinnvoll angesehen werden.³

Mangelnde Transparenz

Das Transparenzgebot des Verfahrens ist an verschiedenen Stellen nicht hinreichend eingehalten worden. Zentral dabei sind das verwendete Marktmodell und seine Eingangsdaten. Diese müssen offengelegt werden, um die Ergebnisse durch Dritte nachvollziehbar zu machen. Es gilt hier analog, was das Advisory Board zur EU Energy Roadmap kürzlich der EU-Kommission im Hinblick auf das dort verwendete PRIMES-Modell gesagt hat:

"Recommendation Fifteen: the PRIMES model should be made publically available so that its results can be replicated by interested parties and to the extent that the PRIMES model is used to support the Roadmap, the assumptions and technology costs should be made explicit."

³ Nimmt man die Formulierung des Auftrags in § 12a EnWG, "die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken" ernst, dann ist eindeutig, dass die Energieeffizienzziele, die die ÜNB (mit Zustimmung der BNetzA) annehmen, gegen den Wortlaut verstoßen. Das "wahrscheinlich" ist im Gesetzestext als ein Kriterium zur Auswahl von diversen Entwicklungen INNERHALB des Rahmens eingeführt. Die ÜNB hingegen interpretieren das Kriterium in der Weise, dass sie sagen, es sei unwahrscheinlich, dass das Ziel der BuRe erreicht werde. Deswegen, so ihr Schluss, sei es nur in einem Exkurs zu berücksichtigen. Das Leitszenario B 2022 wird ohne Energieeffizienzziele berechnet, diese spielen für die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans also keine Rolle. Das Dilemma ist, dass wir in der Sachdiagnose den ÜNB zustimmen - dessen ungeachtet ist es denn doch ein Verstoß gegen den vorgegebenen gesetzlichen Auftrag.



Die Namen und die Organisation sind zur Veröffentlichung freigegeben.

Kontaktdaten:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal

Ansprechpartner:

Arjuna Nebel
Tel: +49 (0)202 2492-161
arjuna.nebel@wupperinst.org

Dr. Hans-Jochen Luhmann
Tel: +49 (0)202 2492-133
jochen.luhmann@wupperinst.org

Sascha Samadi
Tel: +49 (0)202 2492-107
sascha.samadi@wupperinst.org

Frank Merten
Tel: +49 (0)202 2492-126
frank.merten@wupperinst.org