

Stellungnahme zum Impulspapier „Strom 2030“

*Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)
Am Blütenanger 71
80995 München
www.ffe.de*

Trend 1: Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne prägt das System

- 1. Das Strommarktgesetz sieht vor, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Mindesterzeugung in einem Bericht evaluiert. Zudem hat die BNetzA im Jahr 2015 ein Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen für die Regelleistung eröffnet. Welche Ansätze zur Flexibilisierung der Erzeugung sollten darüber hinaus verfolgt werden? Welche Möglichkeiten bestehen, um Eigenerzeugung und Strommarkt besser aufeinander abzustimmen?*

Antwort 1. Power-2-Heat bei der KWK und eine Ausweitung dieses Ansatzes kann hier in Zukunft Abhilfe leisten (Entwurf zu § 13 Absatz 6a EnWG). Die Norm besagt, dass der zuständige ÜNB mit dem KWK Betreiber einen Vertrag schließen darf nachdem er berechtigt ist die elektrische Leistung der KWK Anlage zu drosseln um das Netz zu stabilisieren. Der Betreiber der KWK Anlage darf gleichzeitig die Wärmeversorgung über eine PtH Modul (z.B. Elektroheizkessel) aufrechterhalten. Die Begrenzung auf PtH in Kombination mit KWK begründet der Gesetzgeber mit der doppelten Entlastungswirkung die in diesem Fall erzielt wird. Der KWK-Betreiber drosselt den elektrischen Output und reduziert somit den Brennstoffverbrauch. Bei anderen Zuschaltbaren Lasten ist die doppelte Entlastungswirkung nicht gegeben. Die Norm müsste weiter aufgeweicht werden um anderen Erzeugern diese Möglichkeit zu bieten. Zudem sind momentan nur bestimmte KWK-Anlagen (Kriterien: größer 500 kW, relevante geographische Position und Inbetriebnahme vor 2017) zugelassen. Das Problem der Mindesterzeugung könnte über eine solches PtH Modul reduziert werden. Gleichzeitig wäre die Erweiterung der Norm ein Schritt in Richtung Technologieneutralität beim Lastmanagement.

Antwort 2. Zumindest ein Teil der Mindesterzeugung resultiert aus den langen Vorhaltezeiten in den Regelleistungsmärkten. Konventionelle Kraftwerke, welche Regelleistung vorhalten, können auch in Zeiten negativer Preise nicht oder nur bedingt auf die Signale des Strommarkts reagieren. Die langen (auch im Vergleich zu denen der Regelleistungsmärkte unserer europäischen Nachbarn) gilt es kritisch zu hinterfragen. Durch kürzere VorhalTEDauern könnten konventionelle Kraftwerke besser auf die Kurzfristigkeit der EE-Einspeisesituation reagieren.

Trend 2: Der Einsatz fossiler Brennstoffe im Kraftwerkspark geht deutlich zurück

- 1. Besteht – neben der Weiterentwicklung des ETS – Handlungsbedarf, um die bis 2030 und 2050 erforderlichen Reduktionen von CO₂-Emissionen zu erzielen? Über welche Handlungsoptionen verfügen wir? Wie lassen sich Fehlinvestitionen in fossile Strukturen vermeiden?*

Antwort 1. Handlungsbedarf besteht insbesondere bei der Zieldefinition. Die quantitativen Ziele auf der Steuerungsebene dürfen Entwicklungen wie die Sektorkopplung nicht stören (Zielkonflikt: Bruttostromverbrauch senken und Anteil EE in Wärme und Verkehr steigern). Es Bedarf entweder einer Priorisierung oder eben eine Neudefinition/Präzision der Ziele. Beispiel: Senkung des Bruttostromverbrauchs für "herkömmlichen" Stromverbrauch definieren. Neuen "Koppelstrom" aber in Bezug auf dieses Ziel nicht berücksichtigen.

Trend 3: Die Strommärkte werden europäischer

1. *In welchen Bereichen sollte die Integration der Strommärkte voranschreiten, um die Potenziale des Binnenmarktes für die Energiewende zu heben? Welche politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen sind dazu erforderlich?*

Antwort 1. Der Day-Ahead Markt ist europäisch schon weitestgehend integriert. Die weitere Integration des Intraday-Markts sollte vorangetrieben werden um auch die kurzfristig verfügbare Flexibilität des Energiesystems grenzüberschreitend nutzen zu können. In diesem Zusammenhang ist insbesondere der Ausbau des Flow-based Marketcoupling zu unterstützen. Im direkten Vergleich zum bisherigen Standard, dem ATC-Based Market Couplings, kann durch das Flow-based Marketcoupling die physikalische Kapazität des Übertragungsnetzes sehr viel besser ausgenutzt werden.

2. *Welche konkreten Hemmnisse zur Flexibilisierung der europäischen Strommärkte bestehen? Wie können diese abgebaut werden?*

Antwort 1. Vorlaufzeiten, sowie (zeitliche) Angebotsgröße an den Spotmärkten sollten weiter verkürzt werden, um auch bei einem hohen Anteil volatiler EE den physikalischen Ausgleich der Bilanzkreise zu ermöglichen und den Abruf von Regelleistung zu vermeiden.

3. *In welchen Bereichen sollen auf europäischer Ebene die Rahmenbedingungen weiter vertieft und angeglichen werden, wo sind regionale Ansätze vielversprechender? Wie können solche regionalen Ansätze zur Zusammenarbeit aussehen?*

Antwort 1. Durch internationale Kooperationen im Bereich der Regelleistungsmärkte konnten in der Vergangenheit deutliche Kostenreduktionspotenziale gehoben werden. Diese gilt es, unter Berücksichtigung von Kernanteilen vorzuhaltender Leistung, weiter auszubauen. Für eine vollständige Integration der Regelleistungsmärkte (wie z.B. D-AT im Bereich der SRL) bedarf es einer deutlichen Harmonisierung der nationalen regulatorischen Rahmenbedingungen der Märkte. In diesem Zusammenhang sollten die Rahmenbedingungen der Regelenenergiemärkte in den betrachteten Ländern hinsichtlich ihrer marktwirtschaftlichen Effizienz auf den Prüfstand gestellt und miteinander verglichen werden. Als unkritischer erster Schritt können reine „Saldierungs-Kooperationen“ im Sinne der International Grid Control Cooperation ausgebaut werden. Diese bedürfen keiner Anpassung der nationalen Rahmenbedingungen, führen aber direkt durch die Vermeidung gegenläufiger Abrufe zu deutlichen Effizienzgewinnen.

Trend 6: Sektorkopplung: Heizungen, Autos und Industrie nutzen immer mehr erneuerbaren Strom statt fossiler Brennstoffe

- 1. Wie können wir die Wettbewerbsbedingungen für erneuerbaren Strom in Wärme und Verkehr verbessern und Strom eine faire Chance gegenüber Brennstoffen in Verkehr und Wärme geben? Wie kann eine sinnvolle Kostenanlastung für erneuerbaren Strom in den anderen Sektoren erreicht werden?*

Antwort 1. Da der Stromsektor als Teil des European Union Emissions Trading System (EU ETS) finanziell für die Entstehung von Emissionen aufkommt, sollte gleiches für die Sektoren Wärme und Verkehr gelten, um eine ungleiche Belastung - vor dem Hintergrund der zunehmenden Elektrifizierung - zu vermeiden. Aktuell hat dies aufgrund der niedrigen Zertifikate-Preise noch keine wesentlichen Auswirkungen. Mit der zunehmenden Verknappung der Zertifikate könnte sich dies allerdings ändern. Eine Möglichkeit könnte sein fossile Brenn-, Treib- und Kraftstoffe in Abhängigkeit der Emissionen zu besteuern.

Trend 7: Moderne KWK-Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei

- 1. Welche Rolle spielen unterschiedliche Typen von KWK-Anlagen für einen effizienten Entwicklungspfad der KWK? Welche Rolle spielen jeweils zentrale Anlagen in der öffentlichen Versorgung und dezentrale Anlagen? Wie entwickelt sich die Rolle der industriellen KWK-Anlagen bei der zunehmenden Dekarbonisierung des Industriesektors? Welche Abwärmepotenziale können wie genutzt werden?*

Antwort 1. Die Einsatzzeiten von KWK-Anlagen werden durch den Ausbau von Erneuerbaren Energien voraussichtlich weiter reduziert. Diesbezüglich werden flexible gasbetriebene und effiziente KWK-Technologien mit vergleichsweise niedrigen Investitionen benötigt. GuD Anlagen weisen die höchste Brennstoffeffizienz auf, durch die ebenfalls höchsten Investitionen der KWK-Anlagen Technologien wird die Wirtschaftlichkeit der Anlagen weiter verschlechtert. Gasturbinen weisen niedrige Investitionen, aber auf eine geringere Effizienz als bspw. Gasmotoren auf. Reine Dampfturbinenheizkraftwerke haben als Relikt aus der Kernenergie- und Kohlezeit keine Zukunft.

Antwort 2. Der Grad der Dekarbonisierung ist abhängig vom Zeithorizont. Momentan stellt der Ersatz von konventionellen Erzeugungstechnologien durch die industrielle KWK einen Schritt in Richtung Dekarbonisierung dar. In einem fast vollständig dekarbonisierten Energiesystem dürfen jedoch auch KWK-Anlagen keine bedeutende Rolle mehr spielen. Durch eine zunehmende Dekarbonisierung der Industrie wird folglich auch die KWK schrittweise aus dem Erzeugungsmix verdrängt

- 2. Wie können wir sicherstellen, dass die heutigen Investitionen zur langfristigen Entwicklung passen? Welche KWK-Anlagen mit welchen Lebensdauern können wir bis wann bauen? Welche Eigenschaften müssen Wärmenetze langfristig haben?*

Antwort 1. Wenn die EU Emissionsziele erfüllt werden sollen, dann dürfen bei typischen Nutzungsdauern von 40 Jahren schon heute keine Kohle-(Heiz)Kraftwerke mehr gebaut werden. Die Wahl der Gastechologie wird der Markt aufgrund der zu erwarteten Preise treffen.

Trend 8: Biomasse wird zunehmend für Verkehr und Industrie genutzt

- 1. In welchen Bereichen und Sektoren sollte Biomasse in begrenztem Umfang langfristig zur energetischen Verwendung eingesetzt werden, damit sie eine kostenoptimale Erreichung der Energie- und Klimaziele unterstützt?*

Antwort 1. Es existieren Anwendungen in den Sektoren Wärme (v.a. Hochtemperatur-Prozesswärme) und Verkehr (bspw. Langstreckenmobilität) für die die Nutzung von EE-Strom sowohl heute, als auch in Zukunft entweder technisch nicht möglich oder unwirtschaftlich ist. In diesen Bereichen müssen alternative erneuerbare Brennstoffe zum Einsatz kommen. Jedoch zieht die Umrüstung bisheriger Prozesse und Anwendungen auf einen Betrieb mit erneuerbaren Brennstoffen ebenfalls Investitionen nach sich. Zum Beispiel: Glasschmelzen werden momentan überwiegend mit Erdgas befeuert. Die Beimischung von Biogas ist bis zu einem bestimmten Grad möglich. Der Beimischung sind jedoch Grenzen gesetzt, da sich durch einen höheren Biogasanteil die Eigenschaften der Brennerflamme verändern. Sehr hohe Anteile von Biogas erfordern folglich eine physikalische Anpassung der Anlagen. Das Beispiel zeigt, dass die Identifikation einer kostenoptimalen Lösung eine Detailanalyse erfordert.

Trend 9: Gut ausgebaute Netze schaffen kostengünstig Flexibilität

1. *Wie können wir erreichen, dass der beschlossene und energiewirtschaftlich notwendige Netzausbau tatsächlich und auch schneller verwirklicht wird als in der Vergangenheit? Welche Veränderungen oder zusätzlichen Ressourcen braucht es insoweit beim Bund, bei den Ländern oder den Vorhabenträgern?*

Antwort 1. Den Bedarf des Netzausbau aus politischer Sicht des BMWi besser erklären (Zusammenhang zwischen Energiekonzept der BReg und des NEP) -> Infoveranstaltung von BMWi-Mitarbeiter und nicht von BNetzA durchführen lassen (BNetzA als eigenständige, unabhängige Behörde und nicht als "Anhängsel" der Netzbetreiber positionieren)

Antwort 2. Der Netzausbaubedarf muss besser von politischer Ebene aus kommuniziert werden. Es muss weniger politische Kommunikation bzgl. Netzausbauvorhaben über die BNetzA laufen, sondern über das BMWi. Die Reputation der BNetzA muss darüber hinaus verbessert werden, damit sie mehr als unabhängige Behörde und weniger als „Anhängsel“ der Netzbetreiber gesehen wird.

Antwort 3. Die Unterstützung lokaler Politiker bei der Argumentation bzgl. Stromtrassen vor Ort muss gesteigert werden.

Antwort 4. Die Trassenfindung (z.B. GIS-Systeme & Bürgerportale) muss frühzeitig und transparent erfolgen.

2. *Inwieweit kann über die beschlossenen Netzausbauvorhaben hinaus umfangreicher weiterer Netzausbau gesellschaftlich akzeptiert und realisiert werden? Was wären Alternativen hierzu?*

Antwort 1. Studien mit Zielhorizont 2050 und ambitionierten EE-Zielen müssen in Auftrag gegeben werden, um eine Aussage treffen zu können, welche Netze zwischen 2030 und 2050 noch zugebaut werden ("Sind die drei HGÜs nur der Anfang?").

3. *Im Zuge der Energiewende werden die Verteilernetze künftig noch stärker Strom aus dezentralen Anlagen aufnehmen, auch werden Verbraucher bzw. Kunden zunehmend flexibler. Welche Rahmenbedingungen gewährleisten einen effizienten Netzausbau auch auf Verteilernetzebene?*

Antwort 1. Die Entscheidungsfindung von Investitionen auf der Verteilernetzebene läuft im Moment noch völlig intransparent. Die Entwicklung von Standards zur Informationspolitik und zumindest zur rudimentären Mitbestimmung der beteiligten Anwohner muss vorangetrieben werden. Darüber hinaus sollte eine Festlegung von Planungsgrundsätzen für VNBs sowie deren klare Kommunikation vorangetrieben werden.

Antwort 2. Zwei Dinge müssen grundlegend unterschieden werden. Um Netzoptimierung (wie im NOVA-Prinzip) festgelegt auch operativ für Netzbetreiber interessant zu machen, müssen OPEX regulatorisch

bessergestellt werden, da Maßnahmen, welche die Netze optimieren einen größeren OPEX-Anteil bedeuten. Die vorgeschlagenen Lösungen diesbezüglich sind bisher nicht ausreichend. Es müssen weitere Konzepte entwickelt werden, das regulatorische System anzupassen und OPEX besser zu stellen.

Trend 10: Die Systemstabilität bleibt bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gewährleistet

1. *Ein System mit einem immer höheren Anteil erneuerbarer Energien stellt erhebliche Anforderungen an die Gewährleistung der Systemstabilität. Welche Maßnahmen sind erforderlich, um die Systemsicherheit weiterhin sicherzustellen?*

Antwort 1. Die Angebotsgrößen und Einstiegshürden bei Regelleistung müssen gesenkt werden.

2. *Wie kann Systemstabilität gewährleistet bleiben, wenn die als notwendig identifizierten und auch gesetzlich beschlossenen Netzausbauvorhaben nicht zeitgerecht realisiert werden?*

Antwort 1. Die Nutzung von Flexibilität zur Vermeidung von EinsMan & Redispatch muss ermöglicht werden.

Trend 11: Die Netzfinanzierung erfolgt fair und systemdienlich

3. *Wie kann die Netzentgeltsystematik weiterentwickelt werden, um die Kosten für Bau und Betrieb der Netze fair und transparent unter den Netznutzern zu verteilen?*

Antwort 1. Einführung von Leistungsentgelten auch auf der heutigen SLP-Ebene. Dies wird durch großflächigen Smart Meter Rollout möglich. Durch höhere Grundpreise kann dies zeitweise überbrückt werden.

4. *Welche Rolle spielt die Kosteneffizienz des gesamten Energiesystems bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik? Welche Wechselwirkungen bestehen zwischen der Finanzierung der Netze und der Sektorkopplung?*

Antwort 1. Frage ist unklar gestellt. Die Kosteneffizienz der Netze wird direkt an die Endkunden weitergereicht. Mehr Effizienzpotenziale bestehen, müssen jedoch regulatorisch noch gehoben werden. Da derzeit die eigentlichen Verursacher von Netzensparnissen keinen finanziellen Beitrag zum Netzausbau liefern, sondern durch fixe Vergütungsmodelle (EEG) zusätzlich Kosten entstehen, muss einerseits die EEG-Vergütung an die Spot-Märkte gekoppelt werden, um Überproduktion zu pönalisieren und Flexibilität anzureizen, andererseits muss über eine G-Komponente nachgedacht werden. Dies bringt Allokationssignale, verbrauchsnahe Erzeugung zu investieren, verbrauchsfern Flexibilität zu erweitern.

5. *Wie können energiewirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätspotenziale von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern optimal gehoben werden? Was bedeutet das für die weitere Entwicklung der Netzentgelte? Wie können Anreize für einen stabilen Betrieb der Stromnetze gesetzt werden und anhand welcher Kriterien sind Maßnahmen zur Flexibilisierung von Last und Erzeugung aus Netzsicht sinnvoll zu bewerten?*

Antwort 1. Flexibilität muss den Netzen zur Verfügung stehen. Aber nur im Grenzbereich, wenn Netzausbau "auf das letzte kW" keine Sinn macht. Werden klare Grenzen definiert, sinken langfristig die Netzkosten und die Kunden werden entlastet bzw. profitieren u.U. durch eigene Flexibilität. Dies ist jedoch nur möglich, wenn a) Netzbetreiber an den entstehenden Betriebskosten verdienen und b) auf Flexibilität diskriminierungsfrei und transparent zugreifen können

Trend 12: Die Energiewirtschaft nutzt die Chancen der Digitalisierung

1. *Das im Bundestag beschlossene „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ ist ein wichtiger Schritt zur Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Digitalisierung im Stromsektor. Welche weiteren regulatorischen Weichenstellungen sind notwendig?*

Antwort 1. Eine Besserstellung von OPEX in der ARegV ist zu empfehlen, um Investitionen in intelligente Methoden anzuregen – Stichwort „Intelligenz statt Kupfer“.

Antwort 2. Es sollten Möglichkeiten zur Einrichtung und einfacheren Implementierung von "regulatorische Innovationszonen" geschaffen werden, um die praktische Erprobung von innovativen Konzepten, Produkten und Geschäftsmodellen zu ermöglichen. Dies bietet zudem eine bessere Verzahnung von Wissenschaft und Praxis.

Antwort 3. Der regulatorische Rahmen muss Planungssicherheit schaffen, dabei aber Innovation nicht wesentlich ausbremsen. Davon sind insbesondere potenziell disruptive strukturelle Veränderungen betroffen.

2. *Die Digitalisierung ist eine große Chance für die Energiewende. Zugleich ist die Entwicklung – gerade aufgrund der hohen Dynamik – schwer vorhersehbar, da sie in hohem Maße durch neue Anwendungen bei den Endkunden getrieben und durch Technologiesprünge geprägt ist. Wie kann der Rahmen gestaltet werden, dass einerseits durch verlässliche Standards Planbarkeit geschaffen wird, andererseits die Digitalisierung die notwendigen Freiräume erhält, um die Kernziele der Energiewende zu erreichen?*

Antwort 1. Es ist zu empfehlen, schlankere Verfahren zur Standardisierung zu schaffen sowie die Erprobung von Vorseriengeräten in einem sicheren Rahmen zu ermöglichen.

Antwort 2. Eine beschleunigte Zertifizierung von Geräten wäre hierfür die Grundlage. Durch kürzere Standardisierungs-Zyklen (z.B. nach BSI) könnte ein Schritthalten mit der rapiden technologischen Entwicklung gefördert werden.

3. *Die Digitalisierung im Energiebereich ist mit erheblichen Investitionen verbunden. Inwieweit ist die Digitalisierung der Energiewirtschaft (Erzeugung, Übertragung, Verbrauch) Teil der öffentlichen Infrastruktur und welche Rolle haben die Marktakteure in diesem Prozess? Mit der Digitalisierung werden in zunehmendem Maße Akteure auf den Plan treten, die sich vorrangig mit der Erfassung und Verarbeitung von Daten befassen. Zeichnen sich neue Geschäftsmodelle ab und was bedeutet das für die Struktur der Energiewirtschaft?*

Antwort 1. Die Marktrollen im neuen Messwesen teilen sich u. a. in einen grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) und einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber (wMSB). Der Zählpunkthinhaber kann dabei aufgrund der Liberalisierung des Messwesens wählen. wMSB

wählen kundenspezifisch, wohingegen der gMSB in der Fläche agiert. Erst ab einer gewissen Anzahl an Zählpunkten ist die Umsetzung von iMSys sowie der zugehörigen Infrastruktur darstellbar. Daher ist eine "Bündelung" der Messaufgaben möglich.

Antwort 2. Durch die Liberalisierung des Messstellenbetriebs ist die Tür für neue Akteure in diesem Bereich offen. Bei kleinen Stadtwerken und Netzbetreibern kann zudem beobachtet werden, dass das Datenmanagement bzw. die Smart Meter Gateway Administration an Dienstleister ausgelagert werden. Die erfassten Daten stellen darüber hinaus eine effektive Möglichkeit zur Öffentlichkeitsarbeit dar (z.B. Kommunalportal...). Neue Geschäftsmodelle auch abseits der Energiewirtschaft (Versicherungswirtschaft etc.) sind auf Basis der erhobenen Daten möglich.