

Gemeinsame Stellungnahme zum Strommarkt der Zukunft

Ausgangslage und Problemstellung

Die Hinweise nehmen zu, dass in einigen Fällen zusätzliche Wärmepumpen, Ladestationen und Solarstromanlagen wegen fehlender Netzkapazität nicht betrieben werden können.

Die reguläre Einsatzplanung von Kraftwerken (Dispatch) auf Grundlage eines Energy-Only-Markts in einer bundesweit einheitlichen Strompreiszone wird zunehmend zu einem Eingriffs- und Abregelungsmarkt (Redispatch) mit zunehmend negativen Spotmarktpreisen und höheren volkswirtschaftlichen Kosten. Dieses Marktversagen ist auf die etablierten regulatorischen Rahmenbedingungen zurückzuführen. Diese beruhen immer noch auf der Annahme großer, zentraler Kraftwerksanlagen. Aufgrund der wachsenden Bedeutung erneuerbarer Energien wird die Erzeugerseite aber zunehmend dezentraler und fluktuierend. In den bisherigen politischen Vorgaben zur Umsetzung der Energiewende wird diesem Wandel nicht ausreichend Rechnung getragen.

Die Folgen des Marktversagens sind steigende Gesamtkosten unserer Energieversorgung

Kosten für den Stromnetzausbau oder Redispatch steigen. Studien befürchten eine Verdopplung der Netzentgelte bis 2045. Darüber hinaus steigen die staatlichen Ausgleichszahlungen für die erneuerbaren Energien, die sich am Grenzkostenmarkt refinanzieren müssen. Gleichzeitig nimmt mit der geringeren auf dem Netz entnommenen Strommenge derzeit die Verteilungsbasis für die Kosten der aus dem Stromnetz entnommenen Strommenge ab.

Akteure vor Ort, die die Möglichkeiten dazu haben, versuchen sich bereits mit Maßnahmen wie z.B. kleinen Batteriespeichern vor diesem Marktversagen zu schützen. Es wird zunehmend auf eine Eigenenergieversorgung optimiert, da Anreize für einen netz- und systemdienlichen Betrieb fehlen. Die Kosten für die Backup-Infrastruktur (Netzausbau und Ausgleichskraftwerke) werden weder verursachergerecht noch sozial austariert umgelegt.

Das Stromnetz als „Kupferplatte“ ist eine Illusion.

Die vor mehr als 10 Jahren geäußerten These, der Netzausbau und Residuallasterzeugung über Gasturbinen wären gegenüber einem zeitgleichen lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch die weitaus kostengünstigste Lösung, stößt an ihre Grenzen (These 4, 5 [Agora 2013](#)). Dieser Illusion einer „Kupferplatte“ (nach der der Markt davon ausgeht, es sei gleichgültig, wo Strom ins Netz eingespeist oder aus ihm entnommen wird) liegt keine aktuelle Kosten-Nutzen-Analyse zugrunde.

Optionen des BMWK können das Marktversagen im besten Fall lindern, aber nicht lösen

Im „Strommarkt der Zukunft - Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem“ bekennt sich das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) zur einheitlichen Strompreiszone. Es nimmt damit bereits eine wesentliche Option zur Zukunft des Strommarktes - lokale netz- und systemdienlicher Strompreise - aus der Diskussion. Unter Berücksichtigung des Kurzpapiers „Überblick zur Ausgestaltung eines

kombinierten Kapazitätsmarktes“ vermittelt das BMWK den Eindruck, dass der kombinierte Kapazitätsmarkt bereits zum zentralen Instrument werden soll, das alle oben genannten Fehlentwicklungen lösen wird.

Aus Sicht der Unterzeichnenden werden so bestehende Geschäftsmodelle aufrechterhalten, die den aktuellen Problemen nicht gerecht werden können, weil sie von nicht mehr zutreffenden Grundvoraussetzungen auf der Erzeugerseite ausgehen. Als eine Konsequenz zwingen zu hohe Strompreiskomponenten bereits heute manche energieintensiven Unternehmungen zu Produktionsverlagerungen. Dynamische Stromtarife, die sich an einem zentralen EPEX Spotmarktpreis ausrichten, setzen lokal falsche Anreize und werden die Kosten noch erhöhen.

Lösungsvorschlag: Lokale Preise und Einspeise(Kapazitäts-)versicherungspflicht

Aus Sicht der Praxis vor Ort sind für einen flexiblen netz- und systemdienlichen Betrieb von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen lokal differenzierte Steuerungssignale erforderlich. Sie sollten zwei Informationen in der Vorhersage widerspiegeln. Zum einen die Information über den Zustand des Stromnetzes. Ist in den nächsten Stunden mit einer Überlastung zu rechnen oder kann noch mehr Strom bezogen oder abgegeben werden? Vergleichsweise einfache mögliche Ansätze, wie die Netzlast in der Kaskade der verschiedenen Netzebenen bestimmt und wie darauf aufbauend Netzentgelte berechnet werden können, liegen vor.

Die zweite Information sollte die aktuell benötigte fossile Residuallast anzeigen, um danach Erzeugungsanlagen vor Ort treibhausgasarm betreiben zu können. Ein Signal dieser Art ist der bereits verfügbare regionale Grünstromindex.

Dadurch werden flexible und dezentrale Lösungen möglich, die auch Anreize für Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung schaffen können. Dazu müssen sowohl die Mindestverfügbarkeit der fossilen und erneuerbaren Erzeugungskapazitäten als auch die Vermeidung von Netzengpässe (Stromlogistik) in den lokalen Stromkosten ihren Niederschlag finden. Gesetzliche Mindestanforderungen an Verfügbarkeit und Netzdienlichkeit in Form einer Kapazitäts- oder Einspeiseabsicherungspflicht, schaffen einen verlässlichen Rahmen. Auf dieser Basis können verschiedene Akteure wie Planer, Aggregatoren, Finanzdienstleister oder kommunale EVUs unter Ausnutzung des gesamten vor Ort nutzbaren Wissens Flexibilitätsoptionen anbieten, um die Absicherungspflichten kostengünstig zu erfüllen.

Berlin, Deggendorf, Freiburg, Mauer, den 5.9.2024



Claus-Heinrich Stahl, Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.



Craig Morris, Klimaschutz im Bundestag e.V.



Christof Wiedmann, OpenEMS Association e.V.

Martin Ufheil, Solares Bauen GmbH

Thorsten Zörner, stromdao GmbH

10 Thesen zum Strommarkt der Zukunft

Die folgenden Praktiken sind in einem Strommarkt der Zukunft nicht mehr zeitgemäß und sollten daher ersetzt werden.

These 1: Die Nutzung der EPEX Spot als Spotmarkt für Ausgleichsenergie bei Bilanzkreisen ist kein geeignetes Instrument zur Wertbestimmung von Strom.

Statt dem einheitlichen Spotmarkt sollten dynamische und regional differenzierte Märkte geschaffen werden, die die tatsächlichen Kosten und Anforderungen der Netzstabilität besser abbilden.

Beispiel: Der Stromeinkauf energieintensiver Unternehmen und der Industrie erfolgt zunehmend über den Spotmarkt (gekoppelt an Spotmarktpreise), wodurch die mittel und langfristige Planungsfunktion der Terminmärkte, des OTC und der Direktvermarktung als Anreiz für die Erzeuger zurückgehen und der ökonomische Risikoausgleich zwischen Erzeugern und Verbrauchern kippt.

Im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur findet sich fast jährlich der Hinweis, dass es Zeiten mit einer „latenten Unterdeckung der Bilanzkreise“ gegeben hat. Ursache hierfür ist der Versuch eine Kostenersparnis bei der Beschaffung am Spotmarkt durch ein spekulatives Abwarten bis zur letzten Sekunde und künstlichem Kleinrechnen der zu beschaffenden Strommenge gibt.

Spotmarkt-Preise unterhalb der Grenzkosten der konventionellen/thermischen Kraftwerke führen zu einem Anreiz, deren Verfügbarkeit kurzfristig künstlich einzuschränken und über den Spotmarkt eine „Ersatzbeschaffung“ vorzunehmen. Hierdurch werden alle Indikatoren der Versorgungssicherheit verfälscht.

These 2: Der zunehmende Eingriffs- und Abregelungsmarkt (Redispatch) ohne eine lokal getriebene verbesserte Einsatzplanung von Flexibilitätsoptionen (Dispatch) führt zunehmend zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten unserer Energieversorgung.

Ein integriertes Management, das sowohl Dispatch- als auch Redispatch-Maßnahmen auch auf lokaler Ebene anreizt, sollte implementiert werden.

Beispiel: Redispatch ist immer eine Verallgemeinerung eines Standortnachteils. Braunkohlekraftwerke, die heute an Standorten mit geringer Industrie sind, zeigen dieses sehr deutlich.

These 3: Sowohl ein "dezentraler Leistungsmarkt" (BDEW 2014) als auch ein "dezentraler Kapazitätsmarkt" (BMWK 2024) führen durch ungenutztes Vorhalten zu höheren Gesamtkosten.

Eine Vorhaltung kann kostengünstiger durch an eine Versicherung angelehnte Kapazitätsabsicherung organisiert werden. Diese kann von verschiedenen Akteuren wie Aggregatoren, Finanzdienstleistern oder kommunalen EVUs unter Ausnutzung des gesamten vor Ort nutzbaren Wissens über Flexibilitätsoptionen angeboten werden.

Beispiel: Beide Konzepte nutzen eine zentrale Risikobewertung. Das Fehlen der individuellen Risikobewertung ist jedoch Hauptursache des Problems. Bestes Beispiel aus der Vergangenheit war das 50,2 Hz Problem.

These 4: Die bisherige bedingungslose Einspeisung ohne eine zeitgleiche Kapazitätsabsicherung beim Erzeuger gefährdet die Netzstabilität und die Bezahlbarkeit von Energie im internationalen Wettbewerb.

Neue Mechanismen zur Kapazitätsabsicherung beim Erzeuger sollten eingeführt werden, um eine stabile und verlässliche Einspeisung zu gewährleisten.

Beispiel: Netzdienlichkeit hat in einem Energy-Only-Markt (bisher) keinen Preis, d.h. die Risikoabsicherung, dass Angebot und Bedarf nicht zusammenpassen, wird einseitig in die Netzentgelte ausgelagert. Dies sollte mit einer Einspeise(Kapazitäts-)versicherungspflicht adressiert werden.

These 5: Der bisherige Ausschluss von Kleinerzeugern und Kleinverbrauchern vom aktiven Stromhandel lässt wichtige Flexibilitätsoptionen ungenutzt.

Eine Öffnung für lokale Märkte, inklusive vereinfachter Zugangsmöglichkeiten und entsprechender Anreize, ist notwendig, um die Flexibilität im Netz zu erhöhen.

Beispiel: In Deutschland existieren zahlreiche Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)- Anlagen, die bislang nicht am Strommarkt teilnehmen und damit nicht aktiv an einem Ausgleich der Angebots/Bedarfsbilanz vor Ort mitwirken.

These 6: Die bisherige zentralisierte Festlegung von Strompreisen, die die regional unterschiedlichen Kosten der Stromlogistik (Netz und Residuallast) nicht berücksichtigt, ist weder effizient noch verursachergerecht.

Regionale Märkte müssen diese Kostenfaktoren miteinbeziehen, um die Gesamtkosten in einem bezahlbaren Rahmen zu halten. Instrumente, wie der GrünstromIndex, der den Grad der Deckung des Strombedarfs durch lokale Erzeugung anzeigt, zeigen, wie eine Flexibilisierung auch durch eine lokale Anpassung der Stromnachfrage gelingen kann.

Beispiel: Standortnachteile (Bedarf) werden verallgemeinert und nicht in den Investitionsentscheidungen für Erzeugungs- und Produktionsanlagen berücksichtigt. So sind in strukturschwachen Regionen große Windparks entstanden, welche zwingend eine umfangreiche Stromlogistik (Netz) benötigen.

These 7: Die Kosten für den ungeplanten Ausfall konventioneller, thermischer Kraftwerke schlagen sich nicht in den Stromkosten nieder.

Es sollten flexible und dezentrale Lösungen entwickelt werden, die die Ausfallwahrscheinlichkeiten durch eine Absicherungspflicht in die Kosten einbeziehen, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Beispiel: An einem Sonntagnachmittag im Sommer werden konventionelle Kraftwerke gerne von ihren Betreibern am Strommarkt in eine technische „Nichtverfügbarkeit gesetzt“ (vergl. Meldung von Kraftwerksnichtbeanspruchbarkeiten BDEW/BNetzA). (Aktuelle Ausfallliste des BDEW)

These 8: Die fehlende Souveränität bis zum Netzanschlusspunkt behindert die Selbstverantwortung und die aktive Teilnahme lokaler Akteure am Strommarkt.

Lokale Märkte und Regeln sollten mehr netz- und systemdienliche Verantwortlichkeit im Rahmen eines autonomen Energiemanagement ermöglichen.

Beispiel: Strom kann derzeit noch nicht gezielt von einem Akteur an einen anderen Akteur vor Ort (abgesehen von der unmittelbaren Nachbarschaft) direkt verkauft werden, ohne ein vollständiges Netzentgelt auch für Netzebenen zahlen zu müssen, die zeitgleich nicht in Anspruch genommen werden. Der Kostenvorteil, der sich über Herkunftsnachweise eigentlich am Markt hätte einstellen könnte, hat sich in der Praxis nicht bewährt. Stromkunden können Angebote von Stromanbietern in unmittelbarer Nähe nicht nutzen.

These 9: Wichtige Ergebnisse aus dem Energieforschungsprogramm (Förderprogramm des BMWK) bleiben für die Gestaltung des Strommarktes bislang unberücksichtigt.

Die Ergebnisse aus dem Energieforschungsprogramm werden in weiten Teilen ignoriert. Diese Ergebnisse, die zum Teil aus Steuermitteln finanziert wurden, sollten durch entsprechende Regeln über Reallabore auch für die breite Praxis umsetzbar werden. Diese öffentlichen Investitionen sind bestmöglich zu nutzen.

Beispiel: Das vor Jahren abgeschlossene Projekt „Blockchainbasierter virtueller Großspeicher für PV-Anlagenbetreiber“ (BloGPV), um als ein sich selbst, fortlaufend optimierender Schwarm, der den bestmöglichen netz- und systemdienlichen Dispatch ermöglicht und mit der Eigenstromoptimierung in Einklang zu bringen. Ein anderes Beispiel zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen über lokale Signale ist das Projekt Solar.

These 10: Der Einsatz neuer Technologien vor und hinter dem Stromzähler wie z.B. Sektorenkopplung und X2G (X-to-Grid, z.B. Vehicle-to-Grid) ist für die Praxis gegenwärtig zu kompliziert oder gar nicht möglich.

Es soll die Möglichkeit zur souveränen Tarif- und Angebotsgestaltung ab der ersten Kilowattstunde bestehen, um eine breite Akzeptanz und Nutzung dieser Technologien zu fördern.

Beispiel: Die aktuell im Smart Meter Roll-Out definierten Kommunikationskanäle, welche eine gemeinschaftliche Optimierung eines Netzanschlusses zwischen Inhaber, Netzbetreiber, Dienstleister ermöglichen sollen, sind in ihren Möglichkeiten etwa 10 Jahre hinter den Möglichkeiten, die ein Energie Management System heute leistet. Dies führt dazu, dass einige Stadtwerke heute Leseköpfe bei vorhandenen intelligenten Messsystemen installieren, um überhaupt mit den Daten im Sinne des Kunden arbeiten zu können.

Unterzeichnende Organisationen

Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.

Vertreten durch die Mitglieder des Präsidiums Claus-Heinrich Stahl, Dipl.-Ing. Heinz Ullrich Brosziewski, Dr. Georg Klene und Stefan Liesner

Robert Koch Platz 4, 10115 Berlin

Tel.: +49 30 2701 9281-0, E-Mail: info@bkwk.de, web: <https://www.bkwk.de>

Lobbyregister: Registernummer: R000948

Vereinsregister am Amtsgericht Charlottenburg: 31038 B Finanzamt für Körperschaften I Berlin: 27/657/51062

Klimaschutz im Bundestag e.V. [bis 21.5.2022 CO2 Abgabe e.V.]

Vertretungsberechtigter Vorstand: Craig Morris

Alfred-Döblin-Platz 1 | 79100 Freiburg im Breisgau

Telefon: +49 (0)761 45 89 32 77 | Fax: +49 (0)761 59 47 92

E-Mail: joerg.lange@klimaschutz-im-bundestag.de

Web: klimaschutz-im-bundestag.de

Lobbyregister - Registernummer: R005919

Amtsgericht Freiburg, Registernummer: VR 70186

OpenEMS Association e.V.

Brunnwiesenstr. 4

94469 Deggendorf

www.openems.io

Vertreten durch: Christof Wiedmann, Mitglied des Vorstands

T: +49 160 761 2644 | cw@openems.io | www.openems.io

STROMDAO GmbH

Thorsten Zoerner | Geschäftsführer

Gerhard-Weiser-Ring 29

69256 Mauer

Tel. : +49 6226 9680090

www.corrently.de | www.stromdao.de

solares bauen GmbH

Vertreten durch Martin Ufheil, Geschäftsführer

Emmy-Noether-Str. 2

79110 Freiburg

fon: +49 (0)761 / 45688-38

fax: +49 (0)761 / 45688-50

ufheil@solares-bauen.de

<https://www.solares-bauen.de>

Weitere Erläuterungen finden sich unter

https://klimaschutz-im-bundestag.de/wp-content/uploads/2024/09/Strommarkt_der_Zukunft_KiB_Erlaeuterungen_final.pdf

und in den Antworten zu den Konsultationsfragen unter <https://stromdao.gitbook.io/energonos-manifest-des-strommarktdesigns-2024/konsultation/leitfragen>